



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorthesis

Eugen Weizel

Prüfstandserprobung von Antriebsbatterien unter
dem Lastprofil von E-Bussen - Vergleich von
Lithium-Titanat- und Lithium-Eisenphosphatzellen

Eugen Weizel

Prüfstandserprobung von Antriebsbatterien unter
dem Lastprofil von E-Bussen - Vergleich von
Lithium-Titanat- und Lithium-Eisenphosphatzellen

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang Informations- und Elektrotechnik
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer : Prof. Dr.-Ing. Karl-Ragmar Riemschneider
Zweitgutachter : Prof. Dr. rer. nat. Annabella Rauscher-Scheibe

Abgegeben am 12. Dezember 2016

Eugen Weizel

Thema der Bachelorthesis

Prüfstandserprobung von Antriebsbatterien unter dem Lastprofil von E-Bussen - Vergleich von Lithium-Titanat- und Lithium-Eisenphosphatzellen

Stichworte

Lithium-Ionen-Batterien, Batterie-Test-System, Alterungsprozesse der Batterien, Elektrochemische Impedanzspektroskopie, LFP, LTO, Lebensdauer der Batterie, Innovationslinie 109 der Hamburger Hochbahn

Kurzzusammenfassung

In der Forschungsgruppe Batteriesensoren an der HAW Hamburg werden Lithiumbatterien für Elektro-Hybridbusse bei im Labor nachgestellten Betriebsbedingungen analysiert. Daten aus dem Linienbusbetrieb eines Elektrobusses sollen verwendet werden, um die Alterung von Batteriezellen bei unterschiedlichen Belastungen sowie die Unterschiede zwischen Batterietechnologien (Lithiumtitanat und Lithiumeisenphosphat) zu untersuchen.

Eugen Weizel

Title of the paper

Bench test of traction batteries using load profiles of electric buses - Comparison of lithium titanate and lithium iron phosphate battery cells

Keywords

Lithium ion batteries, battery test system, aging processes of the battery, Electrochemical Impedance Spectroscopy, LFP, LTO, battery lifetime, Hamburger Hochbahn innovation bus route 109

Abstract

In the research group "Battery Sensors" at the HAW Hamburg, lithium battery cells for hybrid electric busses are analyzed under operating conditions recreated in the laboratory. Using bus operation data of an electric bus, the aging of battery cells under different loads as well as the differences between battery technologies (lithium titanate and lithium iron phosphate) are to be investigated.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen Personen danken, die mich bei der Anfertigung der vorliegenden Bachelorarbeit unterstützt haben.

Ich danke Herrn Prof. Dr.-Ing. Karl-Ragnar Riemschneider für die entgegengebrachte fachliche Unterstützung bei der Planung, Realisierung und Betreuung dieser Arbeit.

Weiterer Dank gilt Frau Prof. Dr. rer. nat. Annabella Rauscher-Scheibe, die meine Arbeit als Zweitprüferin begutachtet.

Weiterhin bedanke ich mich bei Herrn Dipl.-Phys. Valentin Roscher, für die Bereitschaft mit mir die Messungen und deren Auswertungen durchzuführen sowie für die fachliche Unterstützung.

Vielen Dank an Herrn Dipl.-Ing. Günter Müller, für die Korrektur meiner Arbeit.

Gleichermaßen bedanke ich mich bei Herrn B. Eng. Sergej Pereguda, Herrn B. Eng. Oliver Schmidt und Herrn B. Eng. Alexander Priven für die fachliche Unterstützung bei der Einarbeitung.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern, meiner Frau und meinen Kindern für alle Unterstützungen während des gesamten Studiums bedanken.

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung	8
1.1. Motivation	8
1.2. Aufgabenstellung	9
2. Grundlagen und Voruntersuchungen	10
2.1. Definitionen	10
2.2. Übersicht der Li-Zellen	11
2.2.1. Aufbau von Li-Zellen	13
2.2.2. Lebensdauer und Alterung	14
2.3. Zyklersystem und Messgeräte	16
2.3.1. Zellentester MCT 200-06-4 ME	17
2.3.2. Impedanzspektrum-Analysator TrueEIS	18
2.3.3. Temperaturkammer	18
3. Analyse der Rahmenbedingungen	19
3.1. Sensorkalibrierung	19
3.2. Positionierung von Temperatursensoren	22
3.3. Vergleich von Testzellen	23
3.4. Beschleunigung der Alterungsprozess	24
3.4.1. Beschleunigungsmethode	25
3.4.2. Untersuchung der Beschleunigungsmethode	27
3.5. Auswertung der Fahrdaten aus der Messfahrt	28
3.6. Konzeption und Messplanung der Zyklierexperimente	31
3.6.1. Umrechnungsmodell für die Batteriegrößen	31
3.6.2. Festlegung von Pantographenströmen	38
4. Realisierung	42
4.1. Sicherheitskonzept des Experiments	42
4.2. Konzipierung des Messplan	43
4.2.1. Messplan für gelagerte Zellen	44
4.2.2. Messplan für zyklisierte Zellen	44
4.3. Durchführung der Zyklierexperimente	45

4.3.1. Zyklrierprogramme für LTO-Testzellen	45
4.3.2. Zyklrierprogramme für LFP-Testzellen	49
4.3.3. Zusammenfassung der Zyklrierung	52
4.4. Kapazitätsmessung der Testzellen	53
4.5. EIS-Messung	56
5. Auswertung	58
5.1. Theoretische Abweichungen der Testzellen	58
5.2. Temperaturänderungen während des Tageszyklus	60
5.3. Kapazitätsmessungen	63
5.3.1. Kapazitätsmessungen an den gelagerten Testzelle	63
5.3.2. Kapazitätsmessungen an den zyklrierten Testzellen	65
5.4. Kapazitätsänderung der Testzellen bezüglich Batterievollzyklen	69
5.5. Elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS)	72
5.6. Analyse der Messergebnisse	75
6. Fazit	76
6.1. Zusammenfassung	76
6.2. Ausblick	77
Tabellenverzeichnis	78
Abbildungsverzeichnis	79
A. Aufgabenstellung	83
B. Datenblätter	86
B.1. Datenblatt: Testzelle A123 ANR26650M1-b	87
B.2. Datenblatt: Testzelle TOSHIBA SCiB	89
B.3. Datenblatt: Testzelle LiNANO Headway 40152SE	91
C. Temperaturverlauf an der Batteriezellen	92
C.1. Temperaturverlauf einer LFP-Batteriezelle von A123	93
C.2. Temperaturverlauf einer LFP-Batteriezelle von LiNANO	94
C.3. Temperaturverlauf einer LTO-Batteriezelle von TOSHIBA	95
D. Elektrochemische Impedanzspektroskopie	96
D.1. EIS-Messungen von Testzelle LFP01	97
D.2. EIS-Messungen von Testzelle LFP02	100
D.3. EIS-Messungen von Testzelle LFP04	103
D.4. EIS-Messungen von Testzelle LFP05	106
D.5. EIS-Messungen von Testzelle LTO01	109

D.6. EIS-Messungen von Testzelle LTO02	112
D.7. EIS-Messungen von Testzelle LTO03	115
D.8. EIS-Messungen von Testzelle LTO04	118
E. Foto von LTO-Testzellen	121
F. Matlab-Quellcode	122
F.1. Fahrdaten_a_V_I_U.m	122
F.2. Vorbereitung_Digatron_Tabellen.m	123
F.3. Untersuchung_von_Temperatursensoren.m	125
F.4. T1_korrektur.m	126
F.5. T2_korrektur.m	126
F.6. T4_korrektur.m	127
F.7. Auswertung_Zyklisierung.m	127
F.8. Auswertung_C_MEAS.m	132
Literaturverzeichnis	135
Abkürzungsverzeichnis	138

1. Einführung

1.1. Motivation

Um die CO₂-Emissionen besonders in den Städten und den Verbrauch von Ölressourcen zu reduzieren, entwickeln mehrere Fahrzeughersteller ihre Elektrofahrzeuge. Die Bundesregierung erwartet von bis zu einer Million zugelassene Elektrofahrzeuge im Jahr 2020. Diese Zahl ist sehr hoch gegenüber der Zahl der bis heute tatsächlich zugelassenen Fahrzeuge. Daher wird zur Zeit viel Energie in die Weiter- und Neuentwicklung von Konzepten für Elektrofahrzeuge investiert [19].

Plug-in-Hybridfahrzeuge gehören auch zu den Elektroautos. Sie besitzen einen Elektromotor und einen Verbrennungsmotor [19]. Mit der Kombination dient ein Elektromotor entweder als Hauptmotor oder als zusätzlicher Antriebsmotor für den vorhandenen Verbrennungsmotor, um das Fahrzeug zu bewegen. Wird der Antrieb der Räder vom Auto nur von einem Elektromotor realisiert, dient der Verbrennungsmotor als ständige Nachladequelle für die Batterie [24, S.23f], [24, S.28]. Von einem allgemeinen Hybridfahrzeug unterscheidet den Plug-In-Hybriden, dass die Batterie jederzeit über die Steckdose aufgeladen werden kann.

Zur Elektromobilität gehören Elektro- Autos, Busse und auch Fahrräder [19]. Die Einführung von Elektrobussen im städtischen Nahverkehr im Vergleich mit Privatfahrzeugen ist besonders interessant, da bei den öffentlichen Verkehrsmitteln eine sehr hohe Fahrleistung verglichen mit Privatfahrzeugen vorliegt. Mehrere Förderprojekte bundesweit beschäftigen sich mit der Einführungen von Elektrobussen als öffentliches Verkehrsmittel [12], [4].

Der Senat der Hansestadt Hamburg hat beschlossen, dass der Anbieter des öffentlichen Personennahverkehrs ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse beschaffen soll. Seit 2014 existiert das Kooperationsprojekt BEEDeL (Bewertung des Einsatzes von Elektrobussen mit dezentraler Ladeinfrastruktur in Metropolen am Beispiel der HOCHBAHN) mit der Hamburger Hochbahn AG, der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg und dem Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme (IVI) [2]. Die Hamburger Hochbahn AG testet auf der Linie 109 Busse mit verschiedenen innovativen Antriebstechnologien.

In der Forschungsgruppe für Batteriesensoren (BATSEN) an der HAW-Hamburg werden unterschiedliche Batteriesensoren entwickelt und Lithiumbatterien in verschiedenen Einsatzbe-

reichen untersucht. Die Hamburger Hochbahn hat aktuell ein großes Interesse daran, das Langzeitverhalten von Batterien der Anwendung von spezifischen Betriebsprofilen und den entsprechenden Batteriebelastungen zu untersuchen.

1.2. Aufgabenstellung

Diese Arbeit hat das Ziel der Prüfstandserprobung von Antriebsbatterien unter dem Lastprofil von E-Bussen mit besonderem Augenmerk auf den Vergleich zwischen Lithium-Titanat- und Lithium-Eisenphosphatzellen, unterschiedliche Batterie- und Zellengrößen und den Vergleich mit ungenutzten Batteriezellen bei unterschiedlichen Temperaturen.

Dabei wird ein typisches Betriebsprofil für Elektrobusse im automatischen Prüfstand realisiert und experimentell auf die zu vergleichenden Batteriezellen angewendet. Die Untersuchungen umfassen Lithium-Titanat- und Lithium-Eisenphosphatzellen. Die Zyklisierung wird mit Hilfe einer erhöhten Umgebungstemperatur beschleunigt, um während des kurzen Bearbeitungszeitraumes die Alterung von Batteriezellen erfolgreich zu untersuchen.

Das zweite Kapitel dieser Arbeit erklärt die Grundlagen der Batterietechnologie, die Darstellung der verwendeten Geräte und ersten Voruntersuchungen. Das dritte Kapitel besteht aus der Analyse der Rahmenbedingungen. Die beiden Kapitel beinhalten die Einarbeitung in die Thematik und in das Labor-Prüfstandssystem. Insbesondere werden die Abschlussarbeiten von Herrn Priven [25] für die Auslegung und die Anwendung des Busprofils an die Batteriegrößen und von Herrn Schmidt [27] für die Betrachtung von Busfahrzyklen relevant.

Die Erläuterung über die Entwicklung des Messkonzeptes und die dazugehörigen Software wird im vierten Kapitel dargestellt. Das fünfte Kapitel stellt die Ergebnisse der Messungen des gesamten Experimentes dar. Die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung und die mögliche Weiterentwicklungen dieser Untersuchungen werden im Fazit zusammengefasst.

Der Anhang enthält unter anderem die ursprüngliche Aufgabenstellung, Datenblätter, Messergebnisse und Quellcodes.

2. Grundlagen und Voruntersuchungen

2.1. Definitionen

C-Rate ist eine Lade- Entlade-Rate einer Batterie und bezieht sich auf den Lade- und Entladestrom [3]. Eine Entladerate von 1C bedeutet, dass eine Batterie in einer Stunde voll aufgeladen bzw. entladen wird.

DOD - (Depth of Discharge) ist eine Entladetiefe der Batterie und bezeichnet das Gegenteil der SOC (State of Health) [3].

Formiervorgang bzw. Formation ist ein Produktionsschritt, bei dem essentielle Deckschicht aufgebaut wird. Bei der Formatierung werden die Zelle mehrmals ge- bzw. entladen [26, S.230].

LFP - (Lithium Ferrum Phosphate) ist Lithium-Eisenphosphat, und bezeichnet einen Lithium-Ionen-Batteriezelltyp [3].

LTO - (Lithium Titanium Oxide) ist Lithiumtitanoxid und bezeichnet einen Lithium-Ionen-Batteriezelltyp [3].

Die **Nennkapazität** ist ein Parameter der Batterien. Sie wird in der Regel in Amperestunden (Ah) oder in Kilowattstunden (kWh) gemessen [11].

Rekuperation ist ein Verfahren, um die Bremsenergie über Generatorbetrieb eines Elektrofahrzeuges in elektrische Energie umzuwandeln und in der Batterie zu speichern [24, S.117].

SOC - (State of Charge) Der SOC beschreibt den Ladezustand der Batterie als Energiespeicher in Prozent [3].

SOH - (State of Health) Der SOH beschreibt den Alterungszustand einer bereits gealterten, gebrauchten Batterie [3].

Vollzyklus ist eine vollständige Entladung und Wiederaufladung der Batterie [3].

2.2. Übersicht der Li-Zellen

Unter Lithium-Ionen-Batterien ist eine große Menge von verschiedenen Zellchemien zusammengefasst. Die ersten Lithium-Batterien, die wiederaufladbar sind, wurden am Anfang der neunziger Jahren für Endverbraucher in elektronischen Geräten eingesetzt [14, S.8]. Heutzutage werden viele tragbare elektrische Geräte wie Laptops, Smartphones oder Musikplayer mit Lithium-Batterien betrieben. Auch für stationäre Energiespeicher und die Elektromobilität sind Lithium-Akkumulatoren eingesetzt. Die wichtigsten Kriterien für alle Anwendungen sind Sicherheit, Kosten und leistungsfähige Energiespeicher. Aus der Abbildung 2.1 ist zu erkennen, dass Lithium-Ionen-Akkumulatoren eine höhere Energiedichte als andere Technologien haben. Aus diesem Grund werden sie heutzutage in verbreiteten Anwendungsgebieten als Speicher der elektrische Energie eingesetzt.

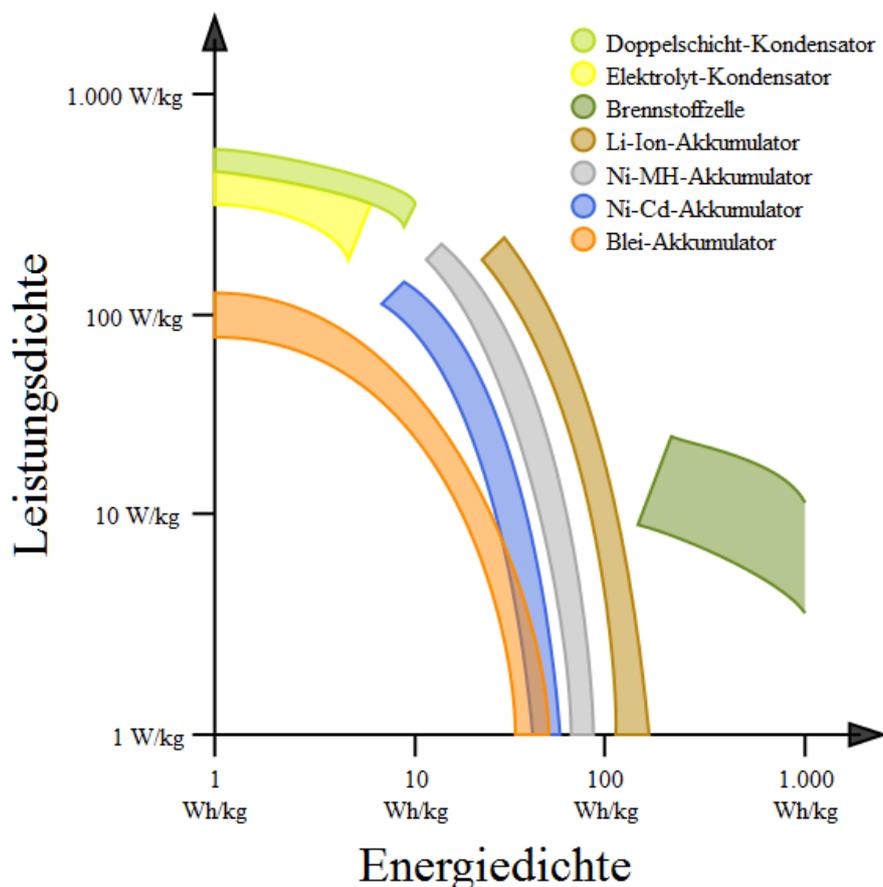


Abbildung 2.1.: Vergleich zwischen unterschiedlichen Energietechnologien. Entnommen aus [14]

Die Lithium-Ionen-Batterien unterscheiden sich voneinander durch den chemischen Aufbau der Zellen. Die eingesetzten Elektrodenmaterialien haben eine Wirkung auf die spezifische Kapazität in mAh/g und das elektrochemische Potenzial in V, das für die Zellspannung zuständig ist. Aus der Abbildung 2.2 ist zu erkennen, dass Lithium-Eisenphosphat als Kathodenmaterial und Lithium-Titanatoxid als Anodenmaterial fast die gleiche spezifische Kapazität in mAh/g haben. Aber das geringere Spannungspotential von LTO wirkt sich als niedrige Energiedichte zum Vergleich mit LFP aus.

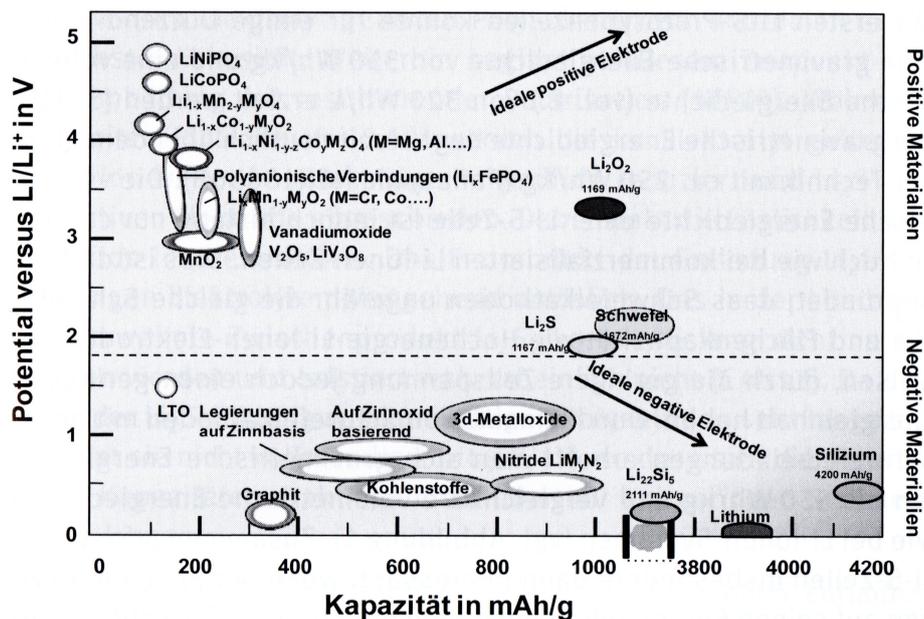


Abbildung 2.2.: Potential in Bezug zur Kapazität von negativen und positiven Aktivmaterialien. Entnommen aus [18, S.295]

In der Abbildung 2.3 sind die Eigenschaften von Lithium-Batterien dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Lithium-Titanat- und Lithium-Eisenphosphat-Batterien im Vergleich mit anderen Lithium-Batterietypen eine höhere Lebensdauer und Sicherheit bieten. Diese beiden Kriterien spielen eine große Rolle in der Elektromobilität.

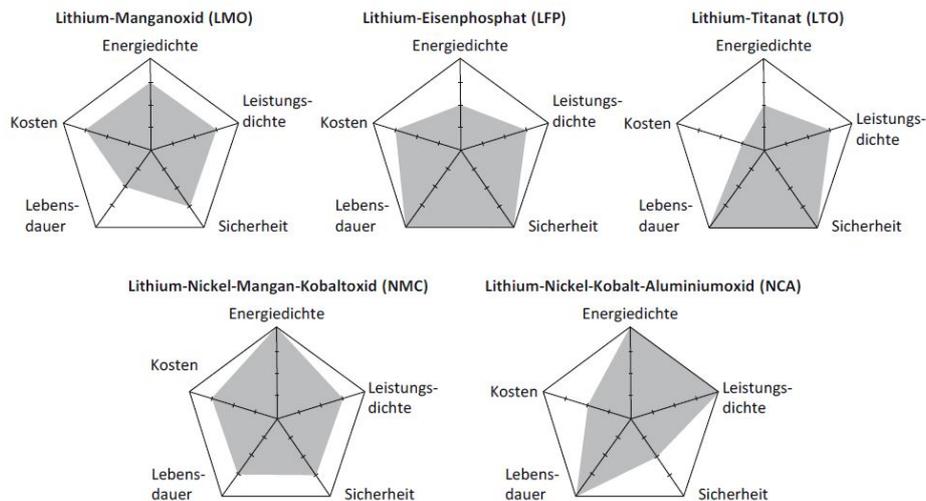


Abbildung 2.3.: Batterieeigenschaften nach gewähltem Kathodenmaterial. Entnommen aus [17, S.18]

2.2.1. Aufbau von Li-Zellen

Eine Lithium-Ionen-Batterie ist ein chemischen Energiewandler, der eine elektrische Energie speichern und wieder abgeben kann. Im Gegensatz zu den Superkondensatoren können Batterien eine Energie mehrere Jahren lang speichern [7].

Ein Modell der Lithium-Ionen-Zelle ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Lithium-Zelle aus einer negativen- und positiven Elektrode, einem Separator und dem Elektrolyt zusammen besteht.

Ein Separator in Batterien ist nichts anderes als eine Isolationsschicht zwischen Anode und Kathode. Dessen Aufgabe ist, die negative und die positive Elektrode elektrisch voneinander zu isolieren. Der Separator ist eine poröse Membran, die Ionen durchlässt. Als Material wird häufig Polyethylen oder Polypropylen verwendet. Die weitere Eigenschaft der Separator ist die Dicke. Sie soll so dünn wie möglich sein, um einen geringen Innenwiderstand der Zelle gewährleisten zu können [1].

Der verwendete Elektrolyt in der Lithium-Ionen-Batterie muss absolut wasserfrei sein, um unerwünschte Reaktionen in der Batterie zu vermeiden. Bei einem Ladevorgang von Batterien wandern die Lithium-Ionen im Elektrolyt durch den Separator vom Pluspol zum Minuspol und bei einem Entladevorgang in die umgekehrte Richtung.

Für die positive Elektrode wird häufig Aluminium und für einen negative Stromableiter wird Kupfermaterial verwendet, um eine chemische Zersetzung bei ungeeigneten Spannungen zu vermeiden.

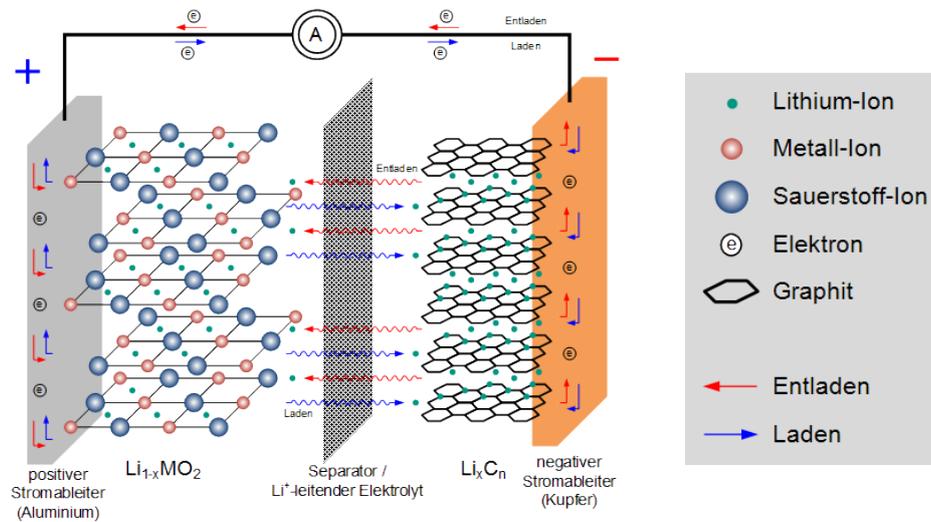


Abbildung 2.4.: Modell der Lithium-Ionen-Batterien. Entnommen aus [13]

2.2.2. Lebensdauer und Alterung

Die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien wird durch unerwünschte Reaktionen in der Lithium-Zelle begrenzt, die teilweise bis zur Zerstörung der Zellen führen. Die Zellen altern bereits, wenn sie nur gelagert werden. Diese Alterung ist insbesondere von der Umgebungstemperatur abhängig und wird als kalendarische Alterung bezeichnet. Typischerweise halten Batterien einige Jahre.

Zudem führt die Belastung beim Laden und Entladen zu einer zusätzlichen Belastung, die von der Häufigkeit und Intensität der Nutzung abhängt. Diese Alterung wird als Zyklentalterung bezeichnet, in Vollzyklen angegeben und beträgt bei Bleibatterien ca. 200, bei LFP 700-2.000 und bei LTO bis zu 10.000 Zyklen (vgl. Datenblätter). Bei diesem Alterungsprozess ist es schwer, eine konkrete Zyklenlebensdauer zu bestimmen, da die Alterung vom Aufbau und den Materialien abhängig ist. Die Einflussfaktoren für der Art von Alterung sind Lade-, Entladerate, Ladezustand und Entladetiefe sowie Umgebungstemperatur [18, S.223ff].

Oft ist die Zyklenlebensdauer vom Hersteller der Zellen für eine bestimmte Temperatur und einer bestimmten, konstanten Belastung angegeben.

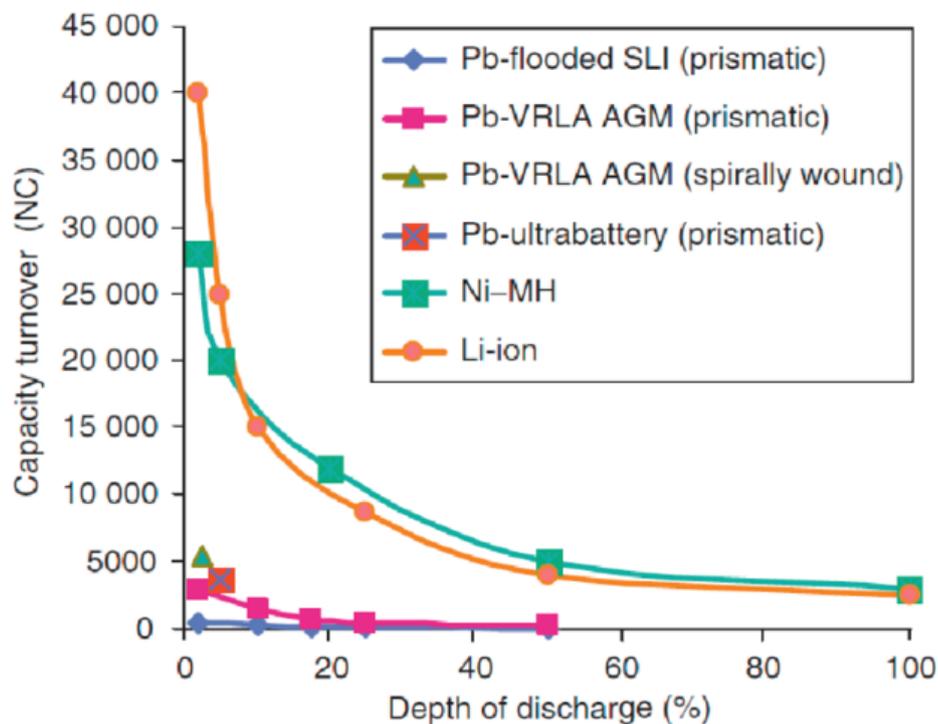


Abbildung 2.5.: Batterietechnologie mit deren Entladetiefen vs. Durchsatz der Nennkapazität [18, S.224]

Aus der Abbildung 2.5 ist zu erkennen, dass Li-ion und Ni-MH Batterien zum Vergleich mit anderen Batterietypen eine wesentlich besseren Durchsatz der Nennkapazität in Abhängigkeit von Entladetiefe haben. Das zeigt eine höhere Zyklenlebensdauer den beiden Batterietypen.

Ein weiteres Kriterium für den Alterungsprozess ist die Entladetiefe der Batteriezellen. Sie spielt eine große Rolle bei der Reihenschaltung von Zellen zum Aufbau eines Batteriepacks. Es müssen alle Batteriezellen die gleiche Kapazität haben. Hat eine in Serienschaltung geschaltete Zelle eine geringere Kapazität als die anderen, wird sie tiefer entladen. In Abbildung 2.6 ist die Zyklenzahl und der Temperatur in Abhängigkeit von der Entladetiefe dargestellt.

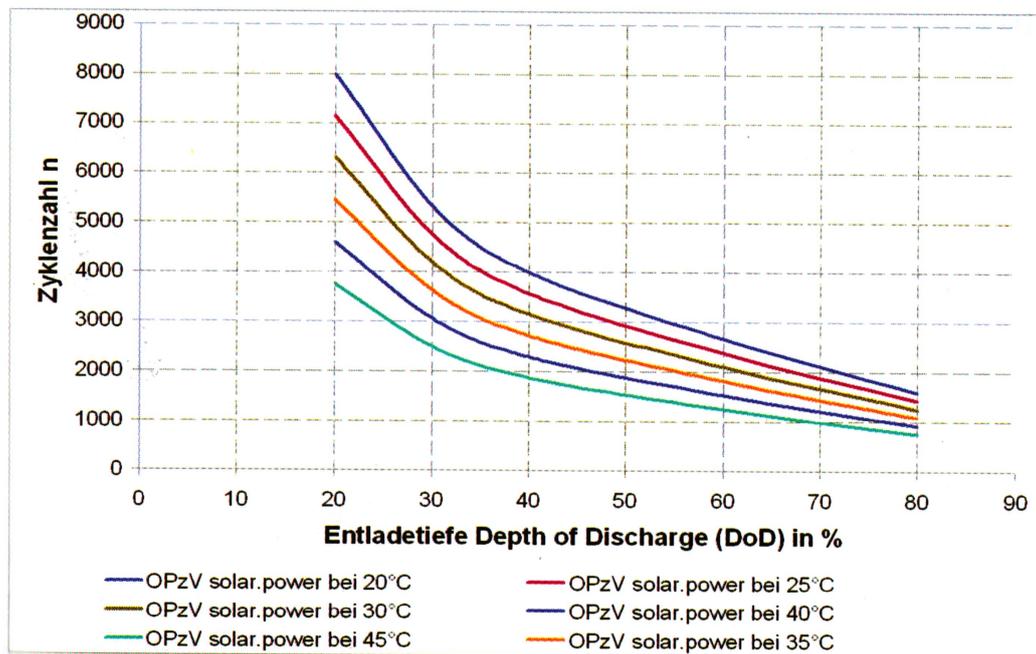


Abbildung 2.6.: Zyklenzahl und der Temperatur in Abhängigkeit von der Entladetiefe. Entnommen aus [18, S.363]

Unter kalendarischer Lebensdauer ist eine Abnahme der Nutzkapazität der Batteriezelle über der Zeit zu verstehen. Mit der Zeit erhöht sich der Innenwiderstand, der zu einem irreversiblen Kapazitätsverlust führt. Die wichtigsten Faktoren für die kalendarische Alterung sind die Umgebungstemperatur und der Ladezustand der Zelle [23, S.268f].

2.3. Zykliersystem und Messgeräte

In Rahmen dieser Bachelorarbeit werden zwei Batteriechemien auf Alterung untersucht. Dafür sind entsprechende Messgeräte notwendig. Für die Zyklierexperimente und Ermittlung von Batteriekapazitäten wird das Test- und Formationssystem der Firma Digatron Power Electronics GmbH verwendet. Zur Bestimmung des Innenwiderstandes der Testzellen steht ein Impedanzspektrum-Analysator TrueEIS der Firma Fuelcon AG zur Verfügung. Um eine konstante Temperatur während der Zyklierung gewährleisten zu können, wird die Temperatorkammer ARU-0680 der Firma ESPEC EUROPE GmbH verwendet.



Abbildung 2.7.: Verwendete Geräte: 1 - Temperaturkammer, 2 - Impedanzspektrum-Analysator, 3 - Zellentester von Digatron

2.3.1. Zellentester MCT 200-06-4 ME

Die Firma Digatron Power Electronics GmbH ist mit der Entwicklung und Fertigung von Zyklersystemen für verschiedenen Batterietypen, Brennstoffzellen und Superkondensatoren beschäftigt. Der Zellentester MCT 200-06-4 ME der Firma Digatron Power Electronics GmbH ist in Abbildung 2.7 unter 3 dargestellt und bietet die Möglichkeit, unterschiedliche Experimente für alle möglichen Arten von Batterien durchzuführen. Jedes Testsystem ist mit unterschiedlicher Anzahl von Ausgangskanälen, auch Kreisen genannt, ausgestattet. Für diese Arbeit ist der Zellentester MCT 200-06-4 ME mit vier Kanälen ausgelegt. Die Kreise könnten einzeln sowie in Reihe oder Parallel betreiben werden. Das Zyklersystem wird über ein datenbankbasiertes Managementsystem Battery Manager 4 (BM4) angesteuert [10].

Der BM4 besteht aus solchen Software-Komponenten wie BM Workstation, BM Communication Server, BM Server Manager und BM Datenbank [20, S.9].

Die BM Workstation bietet den Anwender die Benutzeroberfläche zur Steuerung und Beobachtung von Kreisen. Mit deren Hilfe ist es möglich, eine grafische Auswertung der Messergebnissen durchzuführen [20, S.9].

Der BM Communication Server ist eine Kommunikationsschnittstelle zwischen den physikalischen Kreisen des Zykliegerätes [20, S.9].

Der BM Server Manager ist für die Koordination und Vorbereitung von Daten zwischen der Datenbank und den einzelnen Communication Servern zuständig [20, S.9].

Die BM Datenbank unter Verwendung von Microsoft SQL Servern ist in zwei Datenbankstrukturen aufgeteilt. Die Informationen über Kreise, Communication Servern, Programme, Batterien und den Namen der Sitzung wurden in der Kreis-Datenbank abgelegt. Die Informationen über Benutzer und Benutzergruppen sind in der Benutzer-Datenbank gespeichert [20, S.10].

2.3.2. Impedanzspektrum-Analysator TrueEIS

Für Bestimmung des Innenwiderstands der Testzellen wird ein Impedanzspektrum-Analysator TrueEIS der Firma Fuelcon AG verwendet. Damit kann die Impedanz der Testzellen im Bereich von 0,1 mOhm bis zu 15 Ohm mit der Abweichung um ein Prozent gemessen werden. Die Anregungsform ist ein sinusförmiges Signal mit einer Frequenz von 200 μ Hz bis 50 kHz [16].

2.3.3. Temperaturkammer

Um die Untersuchungen an der Testzellen mit einer konstanten Temperatur zu gewährleisten, wird im Labor die vorhandene Temperaturkammer ARU-0680 der Firma ESPEC EUROPE GmbH verwendet. Deren Temperaturbereich liegt in dem Grenzen von -45 bis 180 °C. Die temperierte Raum hat eine Breite von 850 mm, eine Höhe von 1.000 mm und Tiefe von 800 mm. Das Volumen der Kammer beträgt etwa 680 L [8].

3. Analyse der Rahmenbedingungen

3.1. Sensorkalibrierung

Aus vorherigen Messungen ist bekannt, dass manche Temperatursensoren einen Offset-Fehler besitzen. Um bessere Ergebnisse bei der Auswertung zu gewährleisten, wurde eine Untersuchung der zur Verfügung stehenden Temperatursensoren durchgeführt. Zu dem Messaufbau gehören vier Sensoren und eine Metallplatte. Die Sensoren wurden nebeneinander auf die Metallplatte, wie im Abbildung 3.1 zusehen ist, aufgebracht, um die gleiche Temperatur zu messen.

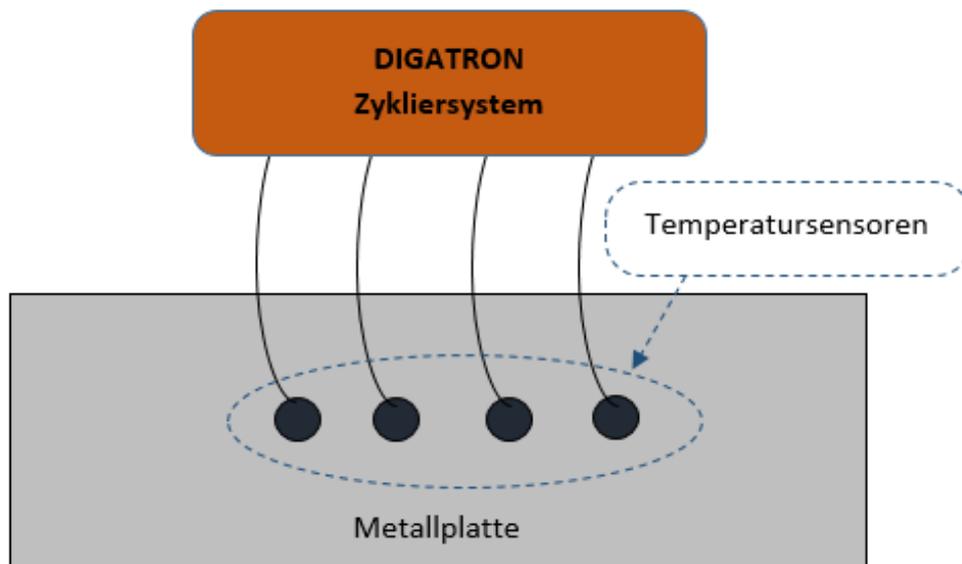


Abbildung 3.1.: Messaufbauskizze zur Kalibrierung von Temperatursensoren

Der Temperaturschrank war so eingerichtet, dass die Temperatur von -20 °C bis 70 °C stündlich um 10 °C erhöht wurde. Mit dem Zyklersystem von Digatron wurden die Temperaturdaten von Sensoren aufgenommen und mit Hilfe von Matlab dargestellt.

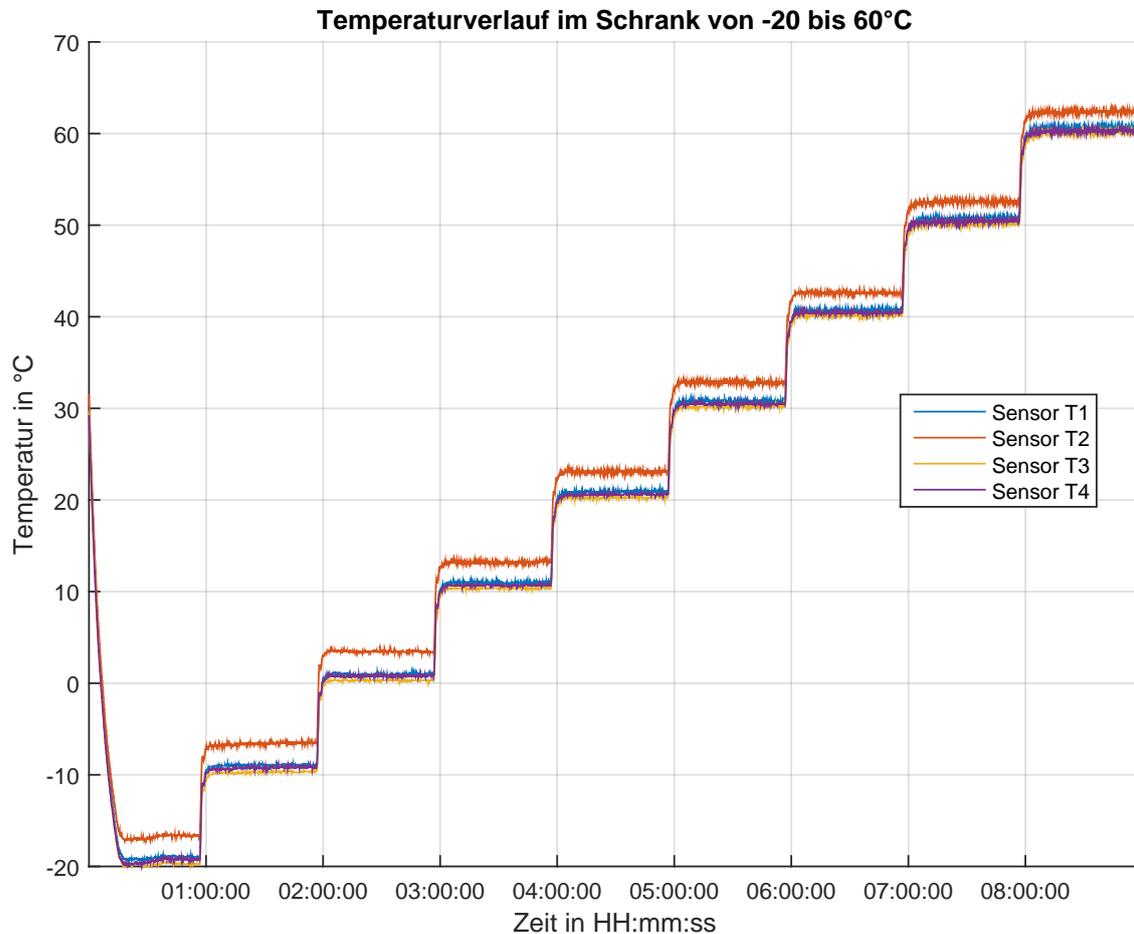


Abbildung 3.2.: Temperaturverlauf von vier Temperatursensoren

Wie aus der Abbildung 3.2 zu erkennen ist, liefern die Temperatursensoren nicht identische Werte. Auf den ersten Blick ist ein Offset zu erkennen. Als Referenzsensor wurde Temperatursensor T3 genommen, weil er in allen Temperaturbereichen die eingestellten Temperaturwerte liefert. Um den Offset zu bestimmen, wurde eine Mittelwert der Ergebnissen von jedem Temperaturbereich gebildet und daraus ein Offset bestimmt. Nach der Berücksichtigung von Offset-Fehlern ist bei den Sensoren auch ein Nichtlinearitätsfehler zu erkennen. Um das genau zu untersuchen, muss die Mittelwertabweichungen bei jedem Temperaturbereich festliegen. Mit Hilfe von Matlab (Fitting Tool) sind die Abweichungen untersucht und das Polynom dritten Grades 3.1 zur Korrektur von Fehlern ausgewählt. Die jeweiligen Koeffizienten wurden in der Tabelle 3.1 dargestellt.

Für alle weitere Darstellungen von Temperaturen in dieser Arbeit ist die Korrektur jeweiliger Sensoren berücksichtigt.

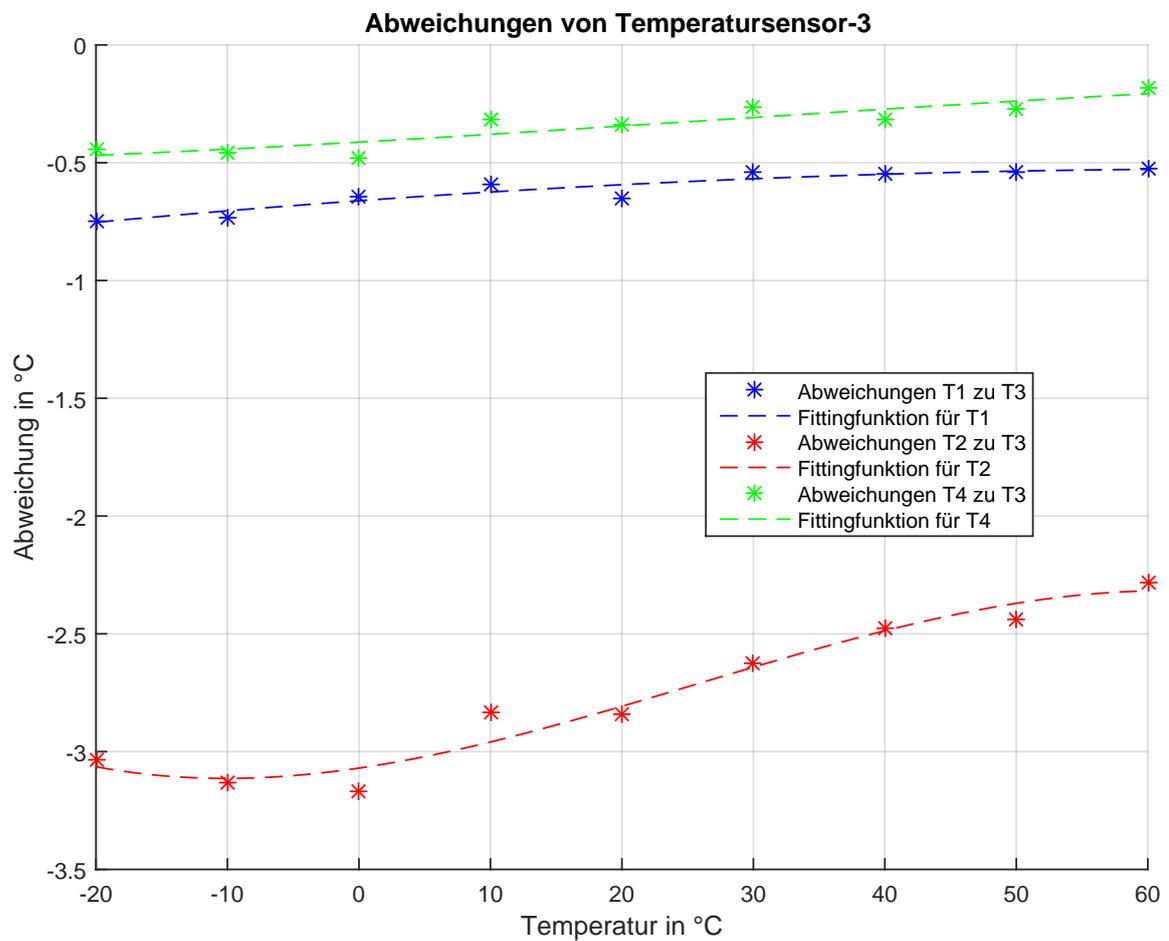


Abbildung 3.3.: Abweichungen der Temperatursensoren

$$y = a_1 \cdot x^3 + a_2 \cdot x^2 + a_3 \cdot x + a_4 \quad (3.1)$$

Tabelle 3.1.: Koeffizienten

Koeffizient	T1	T2	T4
a_1	$-7,504 \cdot 10^{-10}$	$-4,3699 \cdot 10^{-6}$	$-1,9677 \cdot 10^{-7}$
a_2	$-2,9499 \cdot 10^{-5}$	$3,3513 \cdot 10^{-3}$	$1,5835 \cdot 10^{-5}$
a_3	$3,9926 \cdot 10^{-3}$	$8,1585 \cdot 10^{-3}$	$3,1837 \cdot 10^{-3}$
a_4	-0,66145	-3,0699	-0,41259

Nach Anwendung der Formel 3.1 mit den dazugehörigen Koeffizienten für den jeweiligen Temperatursensor ist der bessere Verlauf der Temperaturen in Abbildung 3.4 zu sehen.

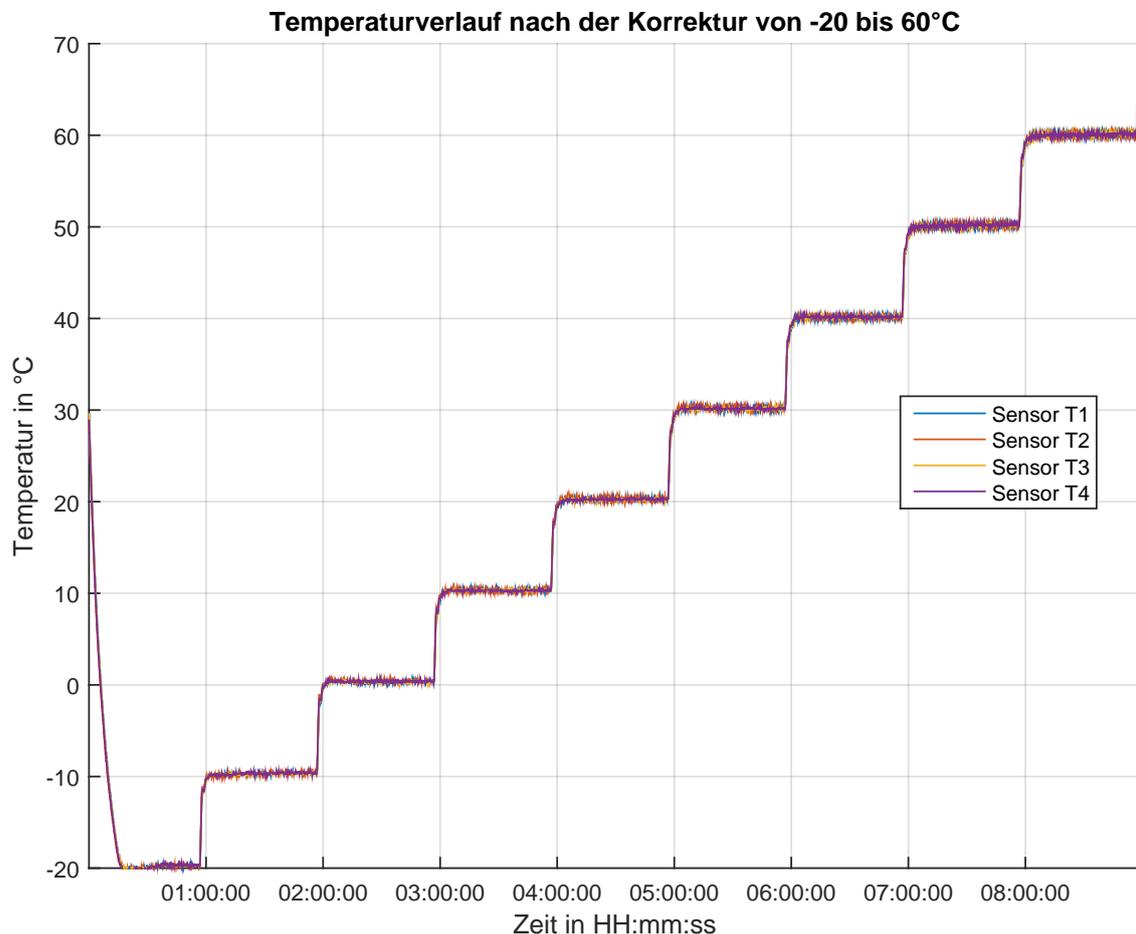


Abbildung 3.4.: Temperaturverlauf der Sensoren nach der Korrektur

3.2. Positionierung von Temperatursensoren

Für die Temperaturmessungen an den Zellen steht nur ein Temperatursensor pro Kanal des Zyklersystems zur Verfügung. Daraus folgt, dass eine richtige Positionierung von Temperatursensoren wichtig ist für eine spätere Auswertung. Aus dem Kapitel 2.2.1 Aufbau von Li-Zellen ist bekannt, dass die Elektroden der Zellen aus einem Metall bestehen und als Mantel der Zelle wird häufig ein Kunststoff verwendet. Da die in der Zelle verwendeten Metalle besser temperaturleitend als die Kunststoffe sind, wird vermutet, dass die Lithium-Zelle bessere

Temperaturabfuhr an die Kontaktstellen haben könnte. Um eine vernünftige Position für den Temperatursensor zu finden, wurde eine Untersuchung an drei verschiedenen Testzellen bei einer Umgebungstemperatur von 25°C durchgeführt. Für dieses Experiment wurden folgende Zellen verwendet: zwei Lithium-Eisenphosphat-Zellen von A123 mit 2,5Ah und LiNANO mit 15Ah und eine Lithium-Titanat-Zelle von TOSHIBA SCiB mit 20Ah. Bei den Untersuchungen wurden die Temperatursensoren an der Anode-, Kathode-Seite und Oberfläche der jeweiligen Zelle aufgebracht und mehrere Lade-Entlade-Vorgänge mit einem Strom von 1 C durchgeführt. Zwischen Lade-Entlade-Phasen wird eine Pause von 30 Minuten eingelegt.

Im Anhang C sind die Darstellungen von einem Lade-Entladevorgang und die dazugehörigen Temperaturverläufe an den Zellen dargestellt. Daraus ist zu erkennen, dass die höchsten Temperaturwerte aller drei Zellen an den Oberflächen sind. Die Erklärung dafür ist eine gute Wärmeableitung, die durch das Klemmen und mit den zugeführten Kabeln begründet sein könnte.

Aus dieser Erkenntnis wurden alle Messungen und Untersuchungen der Temperaturen an den Oberflächen der jeweiligen Testzellen durchgeführt.

3.3. Vergleich von Testzellen

Um die Testzellen zu vergleichen, wurden die technischen Daten aus Datenblätter von Anhand B übernommen und in der Tabelle 3.2 aufgelistet.

Tabelle 3.2.: Vergleich von Batteriezellen anhand der Nenndaten

	LTO TOSHIBA		LFP LiNANO		LFP A123	
Nominal Capacity:	20 Ah		15 Ah		2,5 Ah	
Nominal Voltage:	2,3 V	-	3,2 V	+	3,2 V	+
Ladeschlussspannung:	2,7 V		3,6 V		3,6 V	
Entladeschlussspannung:	1,5 V		2,5 V		2,5 V	
Charging Method:	CC-CV		CC-CV		CC-CV	
max. Ausgangsstrom:	160 A	+	75 A	-	120 A	+
Gewicht:	510 g		480 g		76 g	
Energie:	46 Wh		48 Wh		8 Wh	
Energie pro Gewicht:	90 Wh/kg	-	100 Wh/kg	+	105,26 Wh/kg	+
Innenwiderstand:	0,53 mOhm	+	4 mOhm	-	6 mOhm	-
Ladezyklen 100 % DOD:	>10.000 Zyklen	+	1.500 Zyklen	-	>1.000 Zyklen	-

Aus der Tabelle 3.2 ist zu erkennen, dass Lithium-Titanatzellen eine geringere Nennspannung als Lithium-Eisenphosphatzellen haben. Daraus folgt auch die niedrigere Energiedichte

pro Gewicht der Zelle. Die größten Vorteile von LTO-Zellen ist die deutlich größere Zyklenfestigkeit und der wesentlich kleinere Innenwiderstand. Dadurch wird eine Untersuchung unter Lastprofil von E-Bussen mit deren Zellen interessant.

Als Weiteres wird eine ungefähre Berechnung der benötigten Zellenmengen für einen Batteriepack angewendet. Als Referenzbatterie wird eine mittlere verwendbare Batteriegröße von 120 kWh ausgewählt.

$$n = \frac{E_{\text{Bat-Nenn}}}{E_{\text{Zelle}}} \quad (3.2)$$

Mit:

- $n \hat{=}$ Anzahl der benötigten Zellen
- $E_{\text{Bat-Nenn}} \hat{=}$ Energiegehalt der Batterie (120 kWh)
- $E_{\text{Zelle}} \hat{=}$ Energiegehalt der Zelle

Daraus folgt, dass für eine 120 kWh LTO-Batterie etwa 2.610 Zellen benötigt wird, die in Reihe und parallelgeschaltet sind. Für eine 120 kWh LFP-Batterie mit den Zellen von LiNANO werden 2.500 und mit den Zellen von A123 etwa 15.000 Stück benötigt. Die resultierende Masse der Zellen für 120 kWh Batterie entsteht durch Multiplikation von benötigten Batteriezellen mit der Zellgewicht. Das Gewicht ohne Aufbaumaterialien beträgt bei der LTO-Batterie 1.331 kg, bei der LFP-Batterie mit LiNANO-Zellen 1.200 kg und mit A123-Zellen 1.140 kg. Für die E-Mobilität spielt das Gewicht der Batterie eine große Rolle und wie zusehen ist, verliert die Lithium-Titanat- gegenüber der Lithium-Eisenphosphat-Technologie wegen des Gewichts.

3.4. Beschleunigung der Alterungsprozess

Um die Zyklierexperimente der Batterien in Rahmen einer Bachelorarbeit zu untersuchen, müssen Alterungsprozesse beschleunigt werden.

Die Alterungsprozesse sind abhängig von mehreren Faktoren wie dem Zelltyp, den Nutzungs- sowie Umgebungsbedingungen usw. Heutzutage ist das Alterungsverhalten nicht vollständig untersucht und eine Herleitung mit chemischen und physikalischen Gleichungen für alle Batteriezellen nicht möglich. Dadurch ist notwendig, eine experimentelle Untersuchung der Alterung durchzuführen.

3.4.1. Beschleunigungsmethode

Die Literaturrecherche ergab eine Beschleunigungsmethode, die durch Temperaturerhöhung der Umgebung realisiert werden kann.

Die Forschungsgruppe aus Newcastle hat die kalendarische Alterung der Batteriezellen untersucht. Dort wurden die Testzellen unter verschiedenen Temperaturen und unterschiedlichen Ladezuständen längere Zeit gelagert. Die Messergebnisse sind in Abbildung 3.5 dargestellt.

Aus den Forschungsergebnis der Forschungsgruppe aus Newcastle (Großbritannien) [22] ist durch Temperaturerhöhung eine Verkürzung der kalendarischen Lebensdauer der Versuchszellen ca. um Faktor 5,75 (Calendar Life Shortening Factor CLSF) zu erwarten.

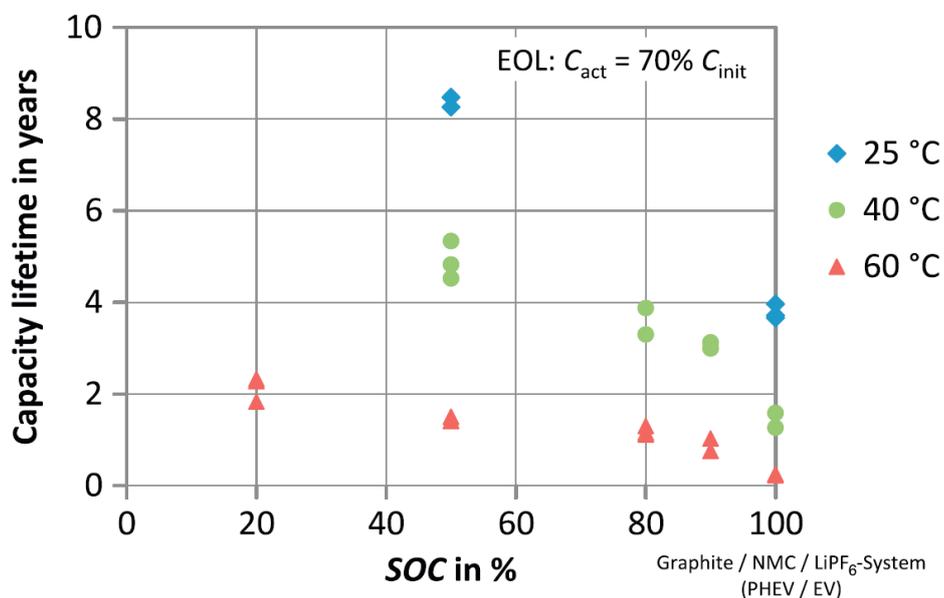


Abbildung 3.5.: Kalendarische Alterung unter Temperatureinfluss und den Ladezustand der Batterie. Entnommen aus [22]

Das gleiche Experiment für die kalendarische Alterung hat die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. durchgeführt. Die Messergebnisse sind in Abbildung 3.6 dargestellt.

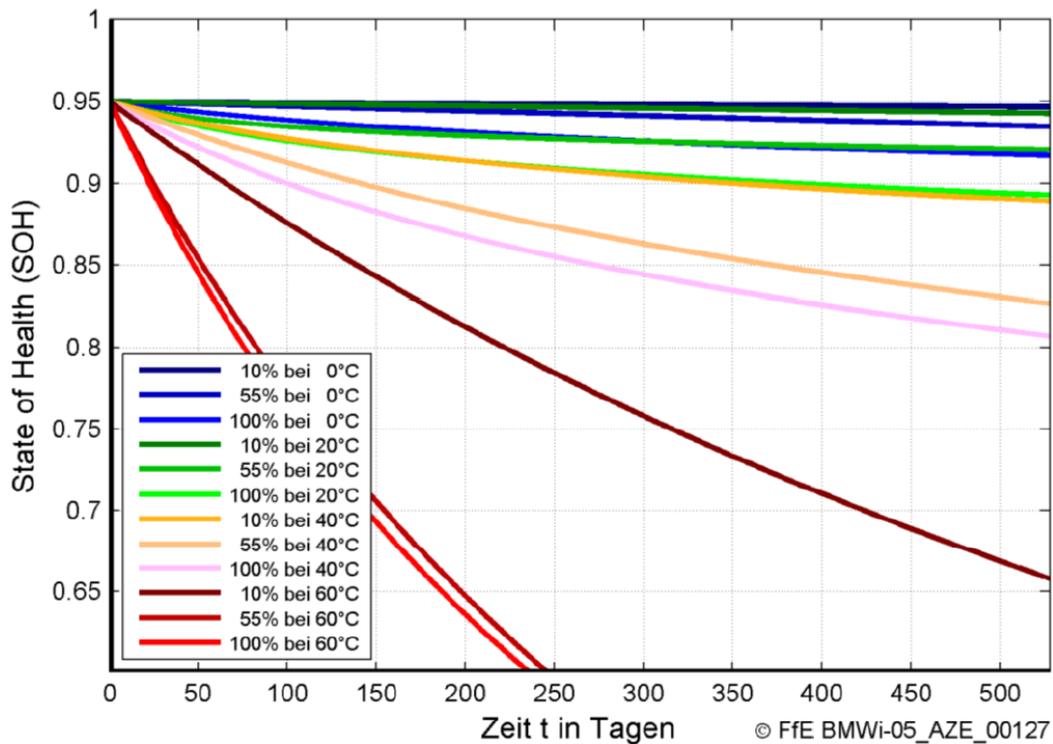


Abbildung 3.6.: Kalendarische Alterung unter Temperatureinfluss. Entnommen aus [15, S.29]

Aus den Abbildungen 3.5 und 3.6 ist zu erkennen, dass je höher die Umgebungstemperatur und der Ladezustand (State of Charge SOC) der Testzellen, desto schneller der Alterungsprozess. Das passt zum Arrhenius Gesetz (Gleichung 3.3), wo mit steigender Temperatur die chemische Reaktionsgeschwindigkeit steigt.

$$k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \quad (3.3)$$

Mit:

- $A \hat{=}$ ein einheitsloser Faktor
- $E_a \hat{=}$ die Aktivierungsenergie
- $R \hat{=}$ die universelle Gaskonstante
- $T \hat{=}$ die absolute Temperatur

Die Forschungsgruppe aus Newcastle hat die Umformung der Arrhenius-Gleichung 3.4 und die dazugehörigen Koeffizienten definiert [15, S.29].

$$\frac{dC}{dt} = A \cdot e^{k \cdot T} \quad (3.4)$$

$$k = 0,05 \quad , \quad A = 3,7 \cdot 10^{-11}$$

Nach Einsetzen den Temperaturen von 20 °C und 55 °C in der Formel 3.4 ergibt sich ein Beschleunigungsfaktor von 5,75 der kalendarischen Alterung (Calendar Life Shortening Factor CLSF).

3.4.2. Untersuchung der Beschleunigungsmethode

Wie schon im Kapitel 3.4 Beschleunigung der Alterungsprozess beschrieben ist, gibt es keine klare Alterungsgleichung für alle Batterietypen. Auch für die Arrheniusgleichung 3.3 ist eine Aktivierungsenergie notwendig, um eine chemische Reaktion zu starten. Da in der Batteriezelle mehrere Reaktionen stattfinden, muss der Alterungsbeschleunigungsfaktor für jeden Batterietyp experimentell untersucht werden.

Bestimmung der Aktivierungsenergie:

Durch Logarithmierung der Gleichung 3.3 ergibt:

$$\ln(k) = -\frac{E_a}{R \cdot T} + \ln(A) \quad (3.5)$$

Für die Bestimmung von Aktivierungsenergie E_a sind zwei Temperaturen (T_1 und T_2) und dazugehörigen Geschwindigkeitskonstanten (k_1 und k_2) notwendig. Dann ergibt:

$$E_a = \frac{R \cdot T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \ln\left(\frac{k_1}{k_2}\right) \quad (3.6)$$

Um die kalendarische Alterung der Testzellen, die in diese Bachelorarbeit zu untersuchen ist, um den Beschleunigungsfaktor zu bestimmen, müssen die Zellen bei zwei verschiedenen Temperaturumgebungen gelagert werden. Zur Verfügung steht nur ein Temperaturschrank, wo die konstante Umgebungstemperatur eingestellt werden kann. Als zweite Temperaturquelle für die Lagerung von Testzellen wird die Raumtemperatur des Labors genutzt, die mehr oder weniger konstant ist. Es ist zu erwarten, dass bei der Lagerung bei Raumtemperatur zwischen 22 °C und 25 °C keine, bzw. eine geringe Alterung der Zellen in Rahmen einer Bachelorarbeit zu beobachten ist.

Die Bezeichnung der Testzellen, deren Nennkapazität und eine Lagerungstemperatur sind in der Tabelle 3.3 dargestellt.

Tabelle 3.3.: Bezeichnung der Testzellen

Testzellen	Nennkapazität	Lagerungstemperatur
LTO01	20 Ah	Raum ca. 23 °C
LTO02	20 Ah	Schrank 55 °C
LFP01	15 Ah	Raum ca. 23 °C
LFP02	15 Ah	Schrank 55 °C

Auch um eindeutige Ergebnisse zu bekommen, werden die Batteriezellen mit 100 % Ladezustand (State of Charge SOC) gelagert.

3.5. Auswertung der Fahrdaten aus der Messfahrt

Um einen Vergleich zwischen Lithium-Eisenphosphat- und Lithium-Titanat-Batterien näher auszuwerten, sind die Daten der Fahrzyklen eines Elektrobusses notwendig. Für diese Bachelorarbeit werden Fahrdaten, die mit dem Hybridbus Solaris Urbino 18,75 der Linie 109 aus der Bachelorarbeit von Herrn Priven [25] übernommen. Die zur Verfügung stehenden Daten wurden nochmals ausgewertet und dargestellt. Die Linie 109 in Hamburg ist die erste Innovationslinie in Europa, die eine Länge von 9,3 Kilometer hat und von Alsterdorf bis in die Hamburger Innenstadt verläuft. Auf dieser Strecke testet die Hamburger Hochbahn AG mehrere Busse mit innovativen Antriebstechnologien.

Für die Darstellung von wesentlichen Daten aus der Messfahrt ist es sinnvoll, die Daten in Matlab als mehrdimensionalen Vektor mit dem Namen `BusDaten_all` abzuspeichern. Danach werden die zur Verfügung stehenden Fahrdaten mit Hilfe von Matlab ausgewertet und dargestellt.

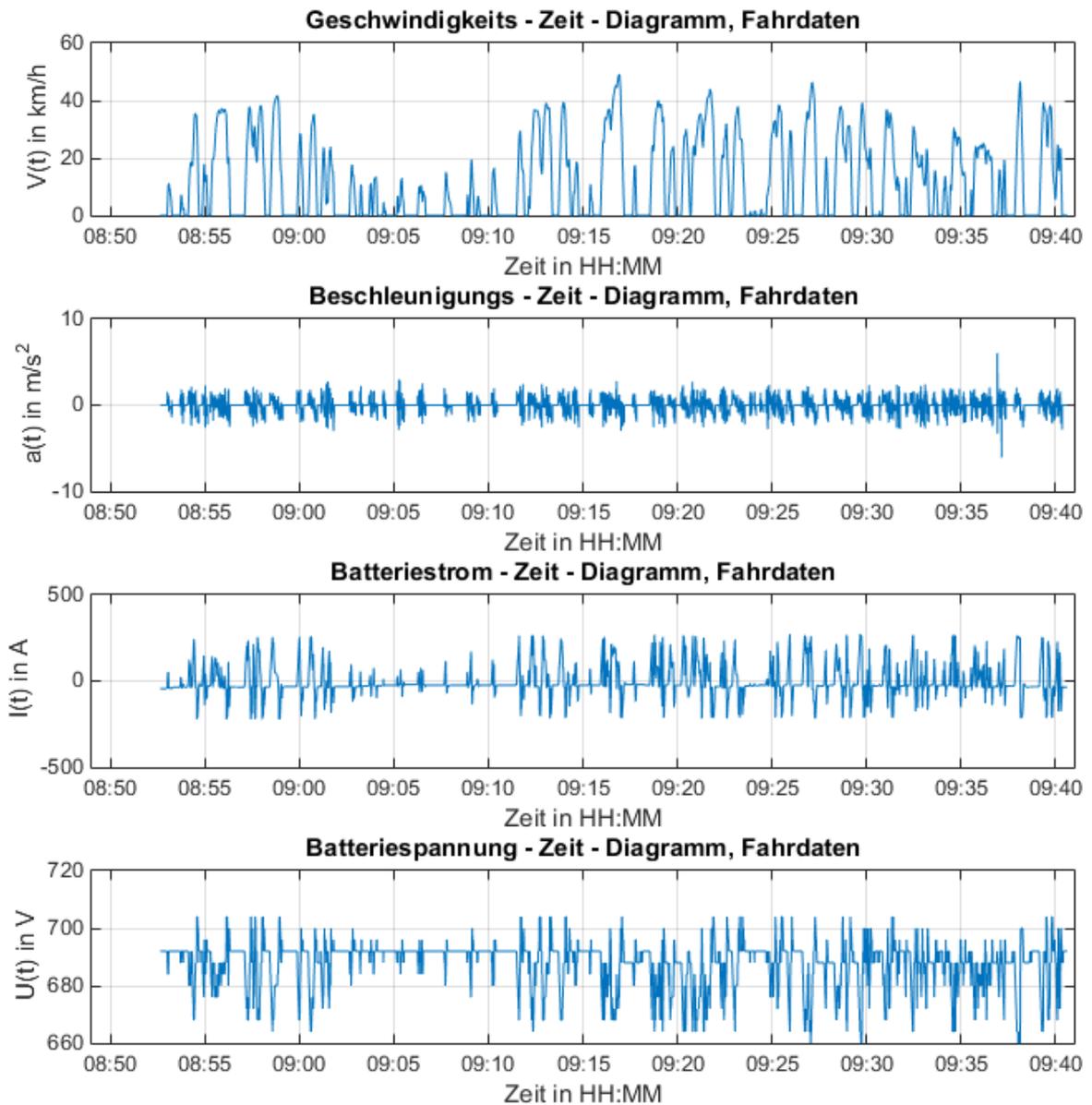


Abbildung 3.7.: Darstellung von Testfahrtdaten

Im Abbildung 3.7 sind die wesentlichen Fahrdaten zusehen. Die Messfahrt wurde um ca. 8:53 Uhr gestartet und um 9:41 Uhr beendet.

Aus dem Geschwindigkeits-Zeit-Diagramm sind die Haltepunkte zusehen, die aus der damaligen Verkehrslage, Haltestellen und Ampelphase entstanden.

Aus dem Batteriestrom-Zeit-Diagramm ist die Belastung der Batterie zu sehen. Der negativen Offset des Batteriestroms entsteht durch angeschlossene elektrische Verbraucher wie Licht, Klimaanlage bzw. Heizung und weitere Onboardelektronik. Da der Solaris Urbino 18,75 ein Hybridbus ist und die Wasserstoffzellen parallel zu den Batteriepacks angeschlossen sind, müssen die Stromwerte voneinander abgezogen werden.

Aus diesem Grund wurde der Batteriestrom wie folgt berechnet.

$$I_{BUS_BAT}(t) = \frac{PBATIST(t) + PFCIST(t)}{BAT_U(t)} \quad (3.7)$$

PBATIST, PFCIST und BAT_U sind originale Bezeichnungen der Messwerte und deren Bedeutung ist:

- $PBATIST \hat{=}$ Leistung der Batterie
- $PFCIST \hat{=}$ Leistung der Wasserstoffzelle
- $BAT_U \hat{=}$ Spannung der Batterie
- $t \hat{=}$ Zeit, bzw. Laufindex

Nach der Berechnung des Batteriestroms mit der Formel 3.7 werden die Ergebnisse in Abbildung 3.8 dargestellt.

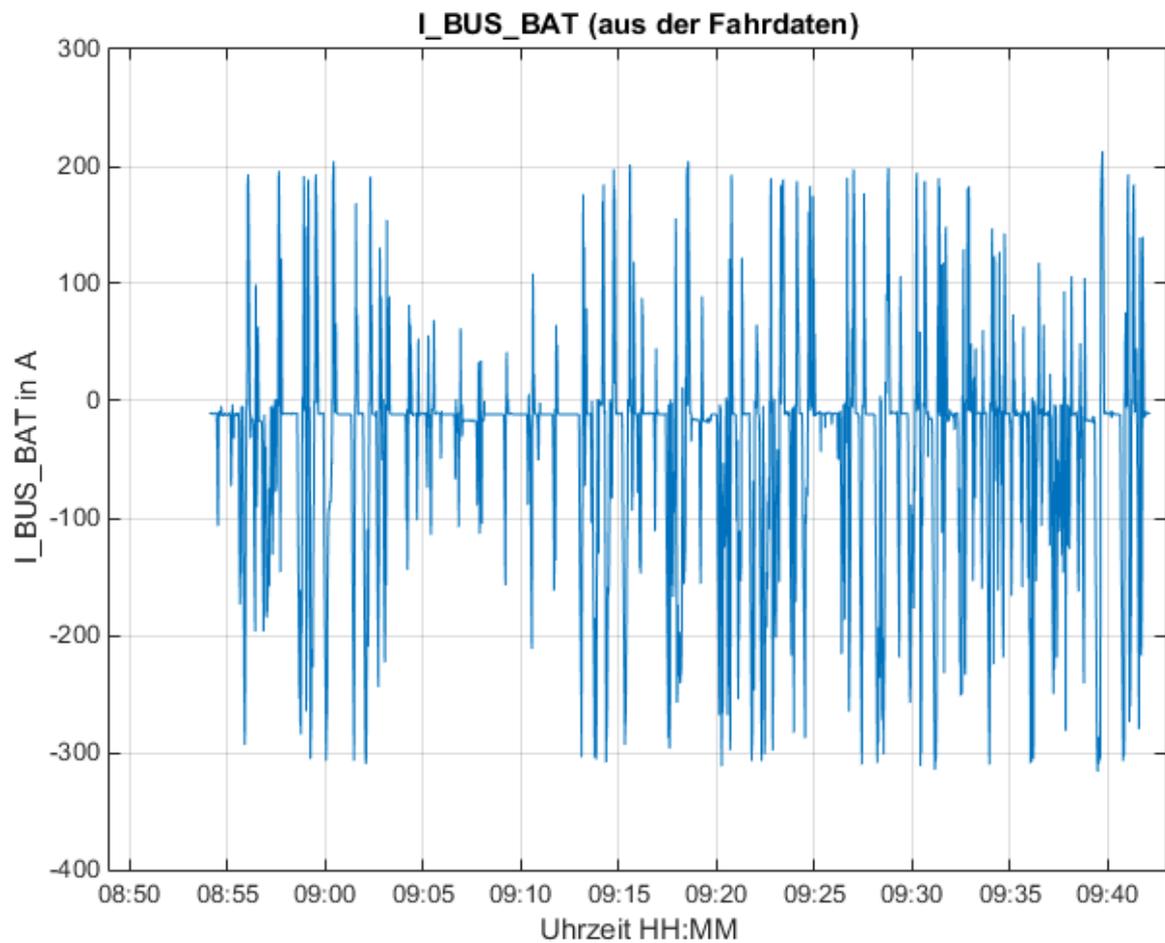


Abbildung 3.8.: Darstellung der Batteriestromes

3.6. Konzeption und Messplanung der Zyklierexperimente

3.6.1. Umrechnungsmodell für die Batteriegrößen

In dieser Arbeit sollen zwei unterschiedliche chemische Busbatterien verglichen werden. Da die Batterien von Elektrobussen viel Platz in Anspruch nehmen und heutzutage relativ teuer sind, ist es nicht möglich, die Untersuchung mit der ganzen Batterie durchzuführen. Um anwendungsnahe Messergebnisse zu erhalten, wird der Test mit Batteriezellen durchgeführt.

Zur Verfügung stehen Lithium-Eisenphosphatzellen von LiNANO Headway 40152SE mit einer Nennkapazität von 15 Ah und Lithium-Titanatzellen von TOSHIBA SCiB mit einer Nennkapazität von 20 Ah. Mit dem zur vorhandenen Zykliersystem ist eine gleichzeitige Zyklierung von bis zu vier Zellen möglich.

Der Solaris Hybridbus, mit dem die Testfahrt durchgeführt wurde, besitzt eine Batterie mit einer Kapazität von 120 kWh. Aus diesem Grund wird die Untersuchung an den Testzellen, die einer Belastung der originalen Batterie entspricht, durchgeführt. Als zweite Batteriegröße ist eine kleinere Batterie von 60 kWh ausgewählt. Eine kleinere Batterie wird mehr belastet und kann schneller Ergebnisse über die Alterung liefern. Als zweites Kriterium für eine 60 kWh Batterie ist eine vorherige Untersuchung an Batteriegrößen von Herrn Priven [25]. Deren Ergebnisse werden im Abschluss mit dieser Arbeit verglichen. Die Bezeichnung der Testzellen, deren Nennkapazität und modellierter Energiegehalt sind in der Tabelle 3.4 dargestellt.

Tabelle 3.4.: Einsetzbare Batteriegrößen und deren Bezeichnung

Testzelle	Nennkapazität	Energiegehalt von modellierten Batterien
LTO03	20 Ah	120 kWh
LTO04	20 Ah	60 kWh
LFP03	15 Ah	120 kWh
LFP04	15 Ah	60 kWh

Um die Belastungsströme für die modellierten Batterien zu berechnen, muss als erstes die Kapazität C_{Nenn} der originalen Batterie ermittelt werden. Die Berechnung erfolgt mit den Nenndaten der originalen Batterie.

$$C_{\text{Nenn}} = \frac{E_{\text{Nenn}}}{U_{\text{Nenn}}} = \frac{120 \text{ kWh}}{660 \text{ V}} = 181,82 \text{ Ah} \quad (3.8)$$

Mit

$C_{\text{Nenn}} \hat{=}$ Nennkapazität der originalen Batterie

$E_{\text{Nenn}} \hat{=}$ Nennenergiegehalt der originalen Batterie

$U_{\text{Nenn}} \hat{=}$ Nennspannung der Batterie

$$C_{\text{Nenn},60\text{kWh}} = \frac{E_{\text{Nenn},60\text{kWh}}}{U_{\text{Nenn}}} = \frac{60 \text{ kWh}}{660 \text{ V}} = 90,9 \text{ Ah} \quad (3.9)$$

Für eine Umrechnung auf eine kleinere oder größere Batterie muss der dazugehörige Umrechnungsfaktor ermittelt werden. Der Umrechnungsfaktor A_x ist wie folgt zu bestimmen:

$$A_x = \frac{E_{\text{Nenn}}}{E_{\text{Nenn},x}} \quad (3.10)$$

Mit

$A_x \hat{=}$ Umrechnungsfaktor

$E_{\text{Nenn}} \hat{=}$ Nennenergiegehalt der originalen Batterie

$E_{\text{Nenn},x} \hat{=}$ Nennenergiegehalt der modellierten Batterie

Das Zykliersystem unterstützt eine maximale Abtastung von 10 Hz, die Originaldaten des Solaris Bus sind jedoch mit einer Frequenz von 14 Hz abgetastet. Daraus folgt, dass die gemessenen Stromwerte auf eine Abtastrate von 10 Hz reduziert müssen. Für diesen Zweck steht die Standardfunktion `resample` von Matlab zur Verfügung.

Als weiterer Schritt werden die Stromwerte in eine C-Rate als Funktion der Zeit umgerechnet und später an den Testzellen angewendet. Die berechneten Werte der C-Raten sind in Abbildung 3.9 dargestellt.

$$C_Rate(t) = \frac{I_BUS_BAT(t)}{C_{Nenn}} \quad (3.11)$$

Mit

$C_Rate \hat{=}$ die Normierung des Stromes auf die Speicherkapazität

$I_BUS_BAT \hat{=}$ geflossene Stromwerte der Busbatterie

$t \hat{=}$ Zeit, bzw. Laufindex

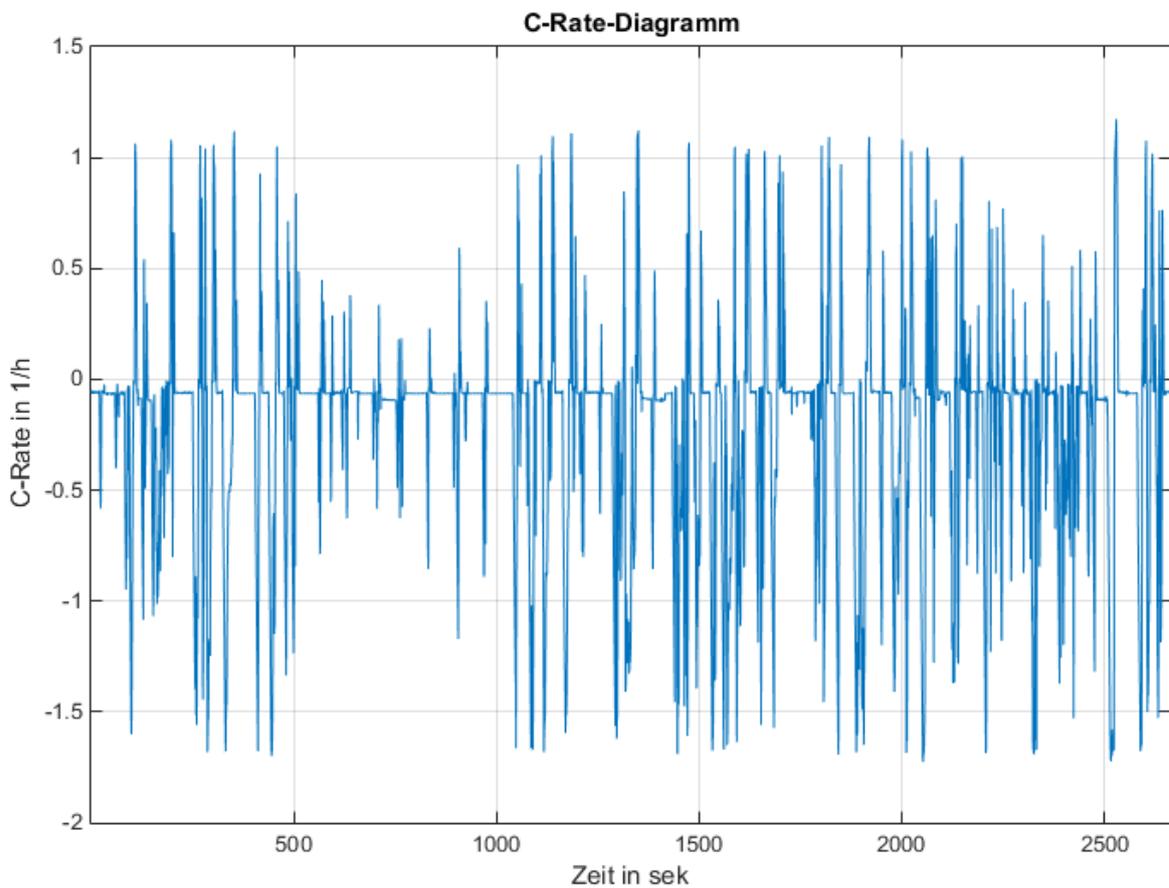


Abbildung 3.9.: C-Rate-Darstellung

Die in Abbildung 3.9 dargestellte C-Rate repräsentiert einen Fahrzyklus der Innovationslinie 109 in Hamburg, die von der Endhaltestelle U-Alsterdorf bis zum zentralen Omnibusbahnhof Hamburg verläuft. Hier ist ein negativer Offset zu erkennen, der durch angeschlossene Verbraucher wie Licht, Onboardelektronik und Heizung bzw. Klimaanlage entsteht. Die negativen Spitzen der C-Rate beschreiben die Busbeschleunigung, wo die Energie aus der Batterie entzogen wird. Die positiven Spitzen zeigen eine Rekuperation, die beim Bremsen durch Energierückgewinnung entsteht.

Nun wird die C-Rate über die Zeit mit Hilfe von Matlab integriert, um die gesamte Kapazitätsverbrauch pro Fahrt zu bestimmen.

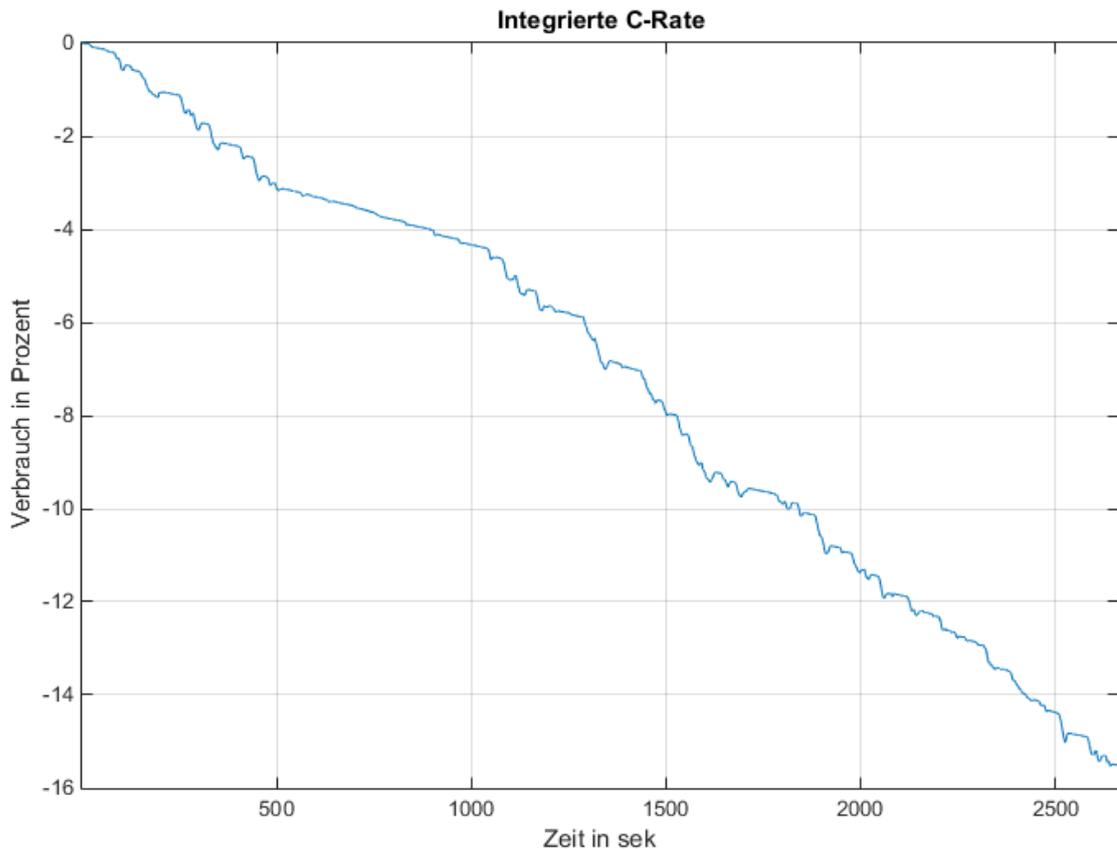


Abbildung 3.10.: Kapazitätsverbrauch über die Fahrstrecke

In der Abbildung 3.10 ist zu sehen, dass der Verbrauch nichtlinear verläuft und die Rekupe-
rationsenergie nicht ausreicht, um Batterie wieder aufzuladen. Der gesamte Verbrauch nach
einer Fahrt liegt bei etwa 15,5% der Nennkapazität der originalen Batterie. Das entspricht
etwa 19 kWh des Energieverbrauchs einer 120 kWh Batterie.

Für die modellierten Batterien werden die Stromwerte wie folgt berechnet:

$$I_{\text{Bat}}(t) = A_x \cdot C_{\text{Nenn}} \cdot C_{\text{Rate}}(t) \quad (3.12)$$

Mit

- I_{Bat} $\hat{=}$ Stromwerte modellierte Batterie
- A_x $\hat{=}$ Umrechnungsfaktor
- C_{Nenn} $\hat{=}$ Nennkapazität der Batterie
- C_{Rate} $\hat{=}$ die Normierung des Stromes auf die Speicherkapazität

Ein Umrechnungsfaktor für die 120 kWh modellierte Batterie ist mit Gleichung 3.10 dargestellt:

$$A_{120 \text{ kWh}} = \frac{E_{\text{Nenn}}}{E_{\text{Mod}, 120 \text{ kWh}}} = \frac{120 \text{ kWh}}{120 \text{ kWh}} = 1 \quad (3.13)$$

Der Umrechnungsfaktor für die 60 kWh modellierte Batterie gilt mit der Gleichung 3.10:

$$A_{60 \text{ kWh}} = \frac{E_{\text{Nenn}}}{E_{\text{Mod}, 60 \text{ kWh}}} = \frac{120 \text{ kWh}}{60 \text{ kWh}} = 2 \quad (3.14)$$

Nun werden die Anregungsströme für modellierte Batterien, die mit der Gleichung 3.12 berechnet sind, in der Abbildung 3.11 dargestellt.

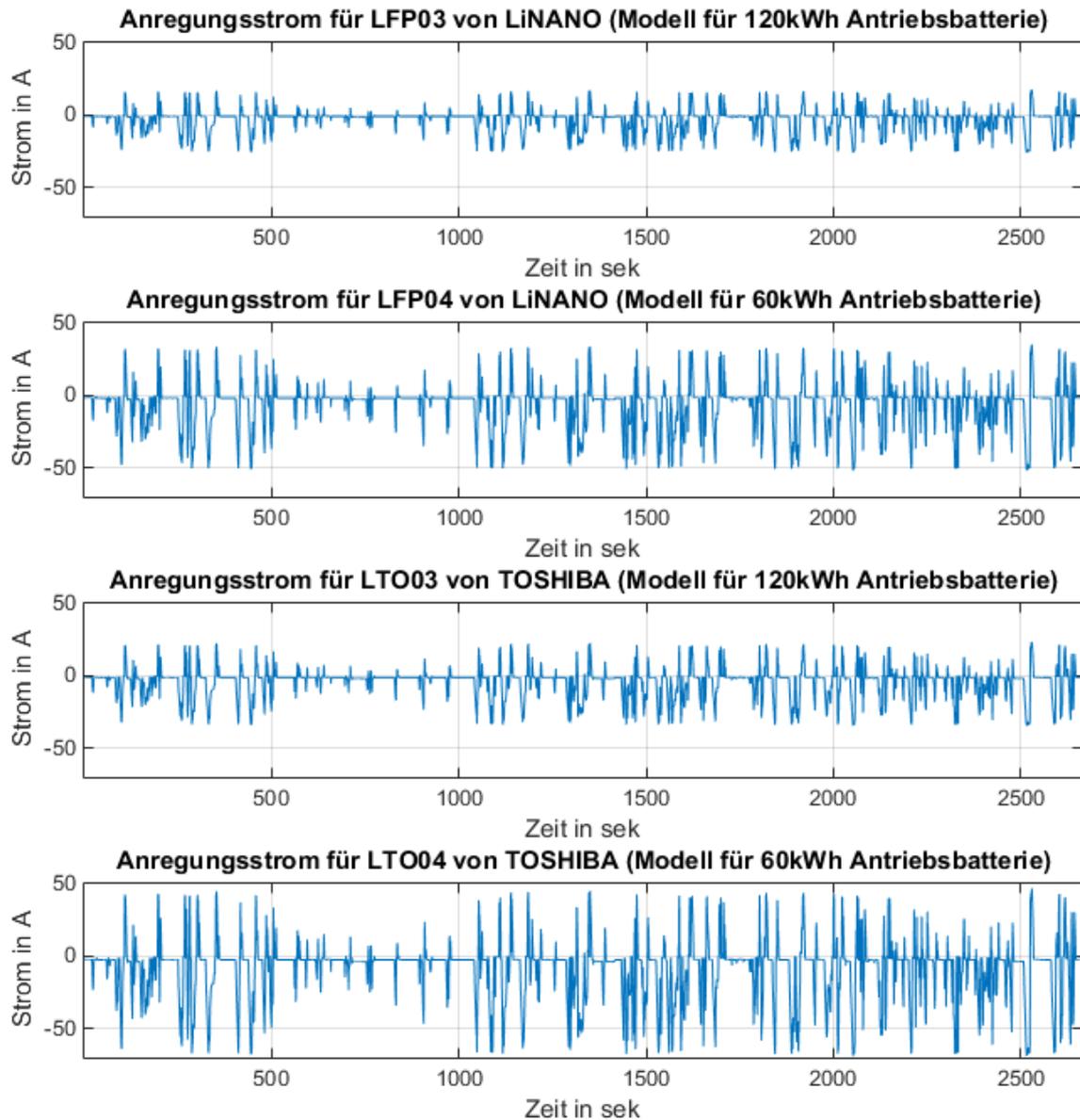


Abbildung 3.11.: Anregungsströme für modellierte Batteriezellen

Die Stromwerte wurden in der Tabelle für das Zyklersystem abgespeichert. Für die LFP-Zellen wird eine Tabelle `TAB8.txt` und für die LTO-Zellen die Tabelle `TAB9.txt` erzeugt. Die Tabellenwerte entsprechen einer Anregung für die Batteriegröße von 120 kWh. Für 60 kWh wird später im Zyklersystem ein entsprechender Umrechnungsfaktor mit dem jeweiligen Tabelleninhalt multipliziert.

3.6.2. Festlegung von Pantographenströmen

Für eine Festlegung von Pantographenströmen sind folgenden Kriterien angenommen. Es werden nur 10 Fahrten pro Tag durchgeführt. Es wurde weiterhin angenommen, dass am Ende des Tages 20 Prozent der Nennkapazität der Batterie zur Verfügung steht. Die Nachladezeit nach jeder Fahrt beträgt sechs Minuten. Die Stromstärke ist der benötigten Energie und Batteriegröße abhängig. Am Ende des Tages werden alle Busbatterien im Busdepot mit einem Strom von 1 C vollständig aufgeladen.

Aus dem Kapitel 3.6.1 Umrechnungsmodell für die Batteriegrößen ist bekannt, dass der Energieverbrauch nach einer Fahrt 15,5% beträgt. Aus dieser Kenntnis wird die Entlademenge und dazugehörige Ladestrom für modellierte Batterien und Laborzellen berechnet.

Für LFP- und LTO-Testzellen wurde mit Gleichung 3.8 der Energiegehalt berechnet. Aus dem Anhang B.2 und B.3 werden die benötigten Nenndaten der Testzellen entnommen.

$$E_{\text{LFP,Testzelle}} = C_{\text{LFP,Testzelle}} \cdot U_{\text{LFP,Testzelle}} = 15 \text{ Ah} \cdot 3,2 \text{ V} = 48 \text{ Wh} \quad (3.15)$$

$$E_{\text{LTO,Testzelle}} = C_{\text{LTO,Testzelle}} \cdot U_{\text{LTO,Testzelle}} = 20 \text{ Ah} \cdot 2,3 \text{ V} = 46 \text{ Wh} \quad (3.16)$$

Berechnung des Nachladestroms für eine Batterie mit 120 kWh

Kapazitätsverbrauch pro Fahrt:

$$C_{120 \text{ kWh,Fahrt}} = C_{\text{Nenn,Batterie120kWh}} \cdot \text{Entladegrad} = 181,8 \text{ Ah} \cdot \frac{15,5 \%}{100 \%} = 28,2 \text{ Ah} \quad (3.17)$$

Für den Energieverbrauch der Originalbatterie gilt:

$$E_{120 \text{ kWh,Fahrt}} = E_{\text{Nenn,Batterie120kWh}} \cdot \text{Entladegrad} = 120 \text{ kWh} \cdot \frac{15,5 \%}{100 \%} = 18,6 \text{ kWh} \quad (3.18)$$

Es soll am Ende des Tages 20% der Nennenergie noch vorhanden sein. Daraus folgt:

$$C_{120 \text{ kWh,Rest}} = C_{\text{Nenn,Batterie120kWh}} \cdot \text{Reserve} = 181,8 \text{ Ah} \cdot \frac{20 \%}{100 \%} = 36,4 \text{ Ah} \quad (3.19)$$

$$E_{120 \text{ kWh, Rest}} = E_{\text{Nenn, Batterie 120 kWh}} \cdot \text{Reserve} = 120 \text{ kWh} \cdot \frac{20\%}{100\%} = 24 \text{ kWh} \quad (3.20)$$

Gesamtverbrauch pro Tag für eine Originalbatterie mit 120 kWh:

$$C_{120 \text{ kWh, ges. Verbrauch}} = \text{Fahrtenzahl} \cdot C_{120 \text{ kWh, Fahrt}} = 10 \cdot 28,2 \text{ Ah} = 282 \text{ Ah} \quad (3.21)$$

$$E_{120 \text{ kWh, ges. Verbrauch}} = \text{Fahrtenzahl} \cdot E_{120 \text{ kWh, Fahrt}} = 10 \cdot 18,6 \text{ kWh} = 186 \text{ kWh} \quad (3.22)$$

Es ist angenommen, dass alle Busse mit voller Batterieladung aus dem Depot ausfahren. Daraus folgt, dass 80 % der Energie zur Verfügung steht. Die benötigten Energie- und Kapazitätsmengen ergibt sich wie folgt berechnet.

$$C_{120 \text{ kWh, ges. Benötigt}} = C_{120 \text{ kWh, ges. Verbrauch}} - \frac{80\%}{100\%} \cdot C_{\text{Nenn, Batterie 120 kWh}} = 137 \text{ Ah} \quad (3.23)$$

$$E_{120 \text{ kWh, ges. Benötigt}} = E_{120 \text{ kWh, ges. Verbrauch}} - \frac{80\%}{100\%} \cdot E_{\text{Nenn, Batterie 120 kWh}} = 90 \text{ kWh} \quad (3.24)$$

Mit den zehn Fahrten pro Tag muss ein Bus neunmal nachgeladen werden. Da die zehnte Ladung im Depot durchgeführt und die Batterie voll geladen wird, wird sie beim Berechnen der Nachladungen nicht berücksichtigt. Die Lademenge am Pantographen ist wie folgt zu berechnen:

$$C_{120 \text{ kWh, Nachlade}} = \frac{C_{120 \text{ kWh, ges. Benötigt}}}{9} = \frac{137 \text{ Ah}}{9} = 15,2 \text{ Ah} \quad (3.25)$$

$$E_{120 \text{ kWh, Nachlade}} = \frac{E_{120 \text{ kWh, ges. Benötigt}}}{9} = \frac{90 \text{ kWh}}{9} = 10 \text{ kWh} \quad (3.26)$$

Aus den berechneten Werten für die Nachladekapazität wird eine Nachlademenge prozentual der Nennkapazität wie folgt berechnet.

$$\text{Nachladegrad}_{120 \text{ kWh}} = \frac{C_{120 \text{ kWh}, \text{Nachlade}}}{C_{\text{Nenn}, \text{Batterie}120 \text{ kWh}}} = \frac{15,2 \text{ Ah}}{181,8 \text{ Ah}} = 8,36 \% \quad (3.27)$$

Nun wird ein Pantographenstrom für die benötigte Nachlademenge und eine Zeit von sechs Minuten bestimmt.

$$I_{120 \text{ kWh}, \text{Pantograph}} = \frac{C_{120 \text{ kWh}, \text{Nachlade}}}{\text{Nachladezeit}} = \frac{15,2 \text{ Ah}}{6 \text{ min}} = 152 \text{ A} \quad (3.28)$$

Die Berechnung für eine 60 kWh Batterie ist identisch zur 120 kWh Batterie durchgeführt und in der Tabelle 3.5 für eine bessere Übersicht dargestellt.

Tabelle 3.5.: Berechnung der wesentlichen Daten für zwei verschiedene Batteriegrößen

Batterie mit einem Energiegehalt von 120 kWh		Batterie mit einem Energiegehalt von 60 kWh	
$E_{\text{Nenn}, 120 \text{ kWh}}$	120 kWh	$E_{\text{Nenn}, 60 \text{ kWh}}$	60 kWh
$C_{\text{Nenn}, 120 \text{ kWh}}$	181,82 Ah	$C_{\text{Nenn}, 60 \text{ kWh}}$	90,91 Ah
$E_{120 \text{ kWh}, \text{Fahrt}}$	18,61 kWh	$E_{60 \text{ kWh}, \text{Fahrt}}$	18,61 kWh
$C_{120 \text{ kWh}, \text{Fahrt}}$	28,20 Ah	$C_{60 \text{ kWh}, \text{Fahrt}}$	28,20 Ah
$E_{120 \text{ kWh}, \text{Rest}}$	24 kWh	$E_{60 \text{ kWh}, \text{Rest}}$	12 kWh
$C_{120 \text{ kWh}, \text{Rest}}$	36,36 Ah	$C_{60 \text{ kWh}, \text{Rest}}$	18,18 Ah
$E_{120 \text{ kWh}, \text{ges. Verbrauch}}$	186,10 kWh	$E_{60 \text{ kWh}, \text{ges. Verbrauch}}$	186,10 kWh
$C_{120 \text{ kWh}, \text{ges. Verbrauch}}$	282 Ah	$C_{60 \text{ kWh}, \text{ges. Verbrauch}}$	282 Ah
$E_{120 \text{ kWh}, \text{ges. Benötigt}}$	90,12 kWh	$E_{60 \text{ kWh}, \text{ges. Benötigt}}$	138,12 kWh
$C_{120 \text{ kWh}, \text{ges. Benötigt}}$	136,55 Ah	$C_{60 \text{ kWh}, \text{ges. Benötigt}}$	209,27 Ah
$E_{120 \text{ kWh}, \text{Nachlade}}$	10,01 kWh	$E_{60 \text{ kWh}, \text{Nachlade}}$	15,35 kWh
$C_{120 \text{ kWh}, \text{Nachlade}}$	15,17 Ah	$C_{60 \text{ kWh}, \text{Nachlade}}$	23,25 Ah
Nachladegrad _{120 kWh}	8,36 %	Nachladegrad _{60 kWh}	25,58 %
$I_{120 \text{ kWh}, \text{Pantograph}}$	151,72 A	$I_{60 \text{ kWh}, \text{Pantograph}}$	232,53 A

Aus der Tabelle 3.5 ist zu erkennen, dass je kleiner die Batterie ist, desto mehr wird sie belastet. In diesem Fall ist für eine Batteriegröße von 60 kWh, die um den Faktor zwei kleiner als die originale Batterie ist, der Entladegrad pro Fahrt um denselben Faktor größer.

Für die Pantographenströme der im Labor eingesetzten Testzellen wird dieselbe Berechnungsreihenfolge wie für die obigen Batterien angewendet. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 3.6 dargestellt. Der wesentliche Unterschied für die Berechnung ist die Belastung der Batterie bzw. Batteriezellen, die sich in diesem Fall um den Faktor zwei unterscheiden. Die Nenndaten der Testzellen wurden aus den Datenblättern B.2 und B.3 entnommen.

Tabelle 3.6.: Berechnung der wesentlichen Daten für zwei verschiedene Batteriegrößen

Testzelle, die 120 kWh entspricht			Testzelle, die 60 kWh entspricht		
	LFP03	LTO03		LFP04	LTO04
E_{Nenn}	48 Wh	46 Wh	E_{Nenn}	48 Wh	46 Wh
C_{Nenn}	15 Ah	20 Ah	C_{Nenn}	15 Ah	20 Ah
E_{Fahrt}	7,44 Wh	7,13 Wh	E_{Fahrt}	14,89 Wh	14,27 Wh
C_{Fahrt}	2,33 Ah	3,10 Ah	C_{Fahrt}	4,65 Ah	6,20 Ah
E_{Rest}	9,60 Wh	9,20 Wh	E_{Rest}	9,60 Wh	9,20 Wh
C_{Rest}	3 Ah	4 Ah	C_{Rest}	3 Ah	4 Ah
$E_{\text{ges. Verbrauch}}$	74,45 Wh	71,35 Wh	$E_{\text{ges. Verbrauch}}$	148,9 Wh	142,69 Wh
$C_{\text{ges. Verbrauch}}$	23,27 Ah	31,02 Ah	$C_{\text{ges. Verbrauch}}$	46,53 Ah	62,04 Ah
$E_{\text{ges. Benötigt}}$	36,05 Wh	34,55 Wh	$E_{\text{ges. Benötigt}}$	110,5 Wh	105,89 Wh
$C_{\text{ges. Benötigt}}$	11,27 Ah	15,02 Ah	$C_{\text{ges. Benötigt}}$	34,53 Ah	46,04 Ah
E_{Nachlade}	4,01 Wh	3,84 Wh	E_{Nachlade}	12,28 Wh	11,77 Wh
C_{Nachlade}	1,25 Ah	1,67 Ah	C_{Nachlade}	3,84 Ah	5,12 Ah
Nachladegrad	8,34 %	8,34 %	Nachladegrad	25,58 %	25,58 %
$I_{\text{Pantograph}}$	12,52 A	16,69 A	$I_{\text{Pantograph}}$	38,37 A	51,16 A

4. Realisierung

4.1. Sicherheitskonzept des Experiments

Um die Anzahl von Messfehlern zu reduzieren, wurden gleiche Bedingungen an allen Testzellen für die Aufbauten eingehalten. Die Zyklierung wird im Temperaturschrank bei erhöhter Temperatur durchgeführt. Aus diesem Grund spielt die Sicherheit bei ungewöhnlichen Situationen eine große Rolle. In Bild 4.1 sind wesentliche Sicherheitsmaßnahmen abgebildet. Für den Fall, wenn aus der Testzellen Elektrolyt auslaufen würde, ist eine Kiste aus Metallblech für die ganze Fläche des Temperaturschranks speziell gefertigt. Außerdem wurde diese Kiste mit getrocknetem Sand befüllt, um weiteres Auslaufen der Flüssigkeiten zu vermeiden. Gegen eine Rauchentwicklung im Temperaturschrank ist einen Abluftkanal mit ständigem Luftzug angeschlossen. Aus mehreren Sicherheitsgründen werden alle Experimente an Batteriezellen in geschlossenen Metallboxen durchgeführt.

Die gelagerten Zellen werden auch in Metallboxen mit sicheren Befestigungen gelagert. Sie dienen beim Transport der Zellen gegen versehentliches Verrutschen. Damit wird ein möglichen Kurzschluss mit der Metallbox vermieden.



Abbildung 4.1.: Messaufbau der Sicherheitskonzept: 1-Sandkiste, 2-Gitter, 3-Metallboxen mit Testzellen, 4-Abluftkanal

4.2. Konzipierung des Messplan

Zur Beschleunigung des Alterungsprozesses, wurden die Testzellen über mehreren Wochen bei einer erhöhten Umgebungstemperatur zyklert, bzw. gelagert. Für die Beobachtung und Untersuchung der Zellaalterung wurden regelmäßige Messungen an den Testzellen durchgeführt. Zur regelmäßigen Messungen gehört eine aktuelle Kapazitätsbestimmung und die Elektrochemische Impedanzspektroskopie. Die beiden Messuntersuchungen fanden nach ISO1245- und IEC626600-Norm bei einer Umgebungstemperatur von 25 °C statt.

4.2.1. Messplan für gelagerte Zellen

Um die kalendarische Alterung zu beobachten, müssen die Testzellen regelmäßig auf die aktuellen Kapazität untersucht werden. Es ist zu erwarten, dass die Testzellen unter Lagerung keine größere Alterung pro eine Woche liefern. Es ist sinnvoll, eine Kapazitätsmessung nach mehrere Wochen zu wiederholen. Am Anfang der Experimente werden die Zellen wöchentlich analysiert, bis eine Änderung der Kapazität oder des Innenwiderstands der Zelle zu sehen ist. Danach wurden die Messungen auf drei bis vier Wochen reduziert.

4.2.2. Messplan für zyklerte Zellen

Die Zyklierung der Testzellen wird für mehrere Wochen geplant, bis die Alterungsmessungen eindeutige Resultate zeigen. Als Beschleunigungsvorgang wird die Erhöhung der Umgebungstemperatur gewählt.

Ein Tageszyklus entspricht zehn Betriebsfahrten von der Haltestelle U-Alsterdorf bis Endhaltestelle Zentraler Omnibusbahnhof (ZOB) Hamburg. Eine Fahrt hat die Dauer von ca. 45 Minuten. Danach ist eine Pause von sieben Minuten vorgesehen, in der eine sechsminütige Batterienachladung erfolgt. Am Ende des simulierten Tages wird eine vollständige Ladung der Batterie mit schonendem Ladebetrieb durchgeführt. Unter schonendem Ladebetrieb ist die maximale Stromstärke von 1 C im CC-CV-Modus zu verstehen. Die vollständige Ladung hat in der Regel eine Dauer von bis zu einer Stunde. Zwischen den Tageszyklen ist eine Pause von zwei Stunden für eine Nachtsimulation und die Stabilisierung der Batterietemperatur vorgesehen.

Die Gesamtdauer eines simuliertes Tages wird demnach wie folgt berechnet:

$$(10 \cdot 45\text{min}) + (9 \cdot 7\text{min}) + 60\text{min} + 120\text{min} = 693\text{min} \quad (4.1)$$

Das entspricht ca. 11 Stunden und 33 Minuten, was auch bedeutet, dass zwei volle Tagesfahrzyklen innerhalb von 24 Stunden zu simulieren möglich wären.

Aus dem Grund, dass einmal pro Woche Kapazitäts- und EIS-Messungen mit einer Dauer von zwei Tagen geplant ist, umfasst ein wöchentlicher Zyklus elf simulierte Tageszyklen. Um sichere und schnelle Temperaturänderung zu gewährleisten, wird die Abkühlung der Testzellen von 55 °C auf 25 °C in zwei Stufen realisiert. Jede Stufe umfasst eine Dauer von 30 Minuten. Als erstes wird der Temperaturschrank auf 10 °C eingestellt und 30 Minuten gewartet. Danach wird die Temperatur auf 25 °C eingestellt und weitere 30 Minuten gewartet. Nach der Beendigung des Abkühlungsprozesses wird die Kapazitätsmessung gestartet.

4.3. Durchführung der Zyklierexperimente

Die Zyklierexperimente werden mit dem Battery Manager 4 der Firma Digatron Power Electronics GmbH realisiert. Der Battery Manager 4 verwendet für eine Speicherung der Messwerte das Programm SQL Server der Firma Microsoft. Während der Zyklierung werden die Messdaten mit einer Abtastung von 10 Hz in der Datenbank abgelegt. In einer Woche werden 110 Busfahrten simuliert. Nach der wöchentlichen Zyklierung werden die Testzellen auf Kapazitätsänderung und Änderung des Innenwiderstandes untersucht. Die Untersuchung von allen acht Testzellen umfasst ca. zwei Arbeitstage.

4.3.1. Zyklierprogramme für LTO-Testzellen

In diesem Kapitel wird das Zyklierprogramm LTO03_120kWh_1 für die Testzelle LTO03 detailliert erläutert.

Schritt	Label	Operator	Sollwert	Limit	Aktion	Registrierung
1		SET		> 2.705 V < 1.495 V > 70 C	STO STO STO	STANDARD
2		LAD	2.7 V 20 A	< 0.5 A		0.1 sec
3		SET	Ah = 0 Wh = 0			
4		BEG				
5		BEG				
6		TABELLE	TAB9			
7	Pantogr.	LAD	2.7 V 16.69 A	6 min		0.1 sec
8		PAU		1 min		0.1 sec
9		ZYK	9 *			
10		TABELLE	TAB9			
11		PAU		1 min		0.1 sec
12	Depot	LAD	2.7 V 20 A	< 0.5 A		0.1 sec
13		PAU		2 h		0.1 sec
14		ZYK	11 *			
15		STO				

Abbildung 4.2.: Das Zyklierprogramm LTO03_120kWh_1 für die Lithium-Titanatzelle mit der Battery Manager Workstation

In Abbildung 4.2 ist das gesamte Zyklierprogramm für die Testzelle LTO03 dargestellt. Es besteht aus 15 einzelnen Schritten.

1. Schritt:

In ersten Schritt werden die Grenzparameter mit dem Operator `SET` festgelegt. In der Spalte `Limit` werden die benötigten Grenzen eingesetzt. Für eine Lithium-Titanat-Zelle beträgt die obere Spannungsgrenze 2,705 V. Die untere Spannungsgrenze liegt bei 1,495 V. Unter- oder Überspannung führen bei Lithium-Zellen zur irreversiblen Zerstörung der Zellen. Als weiterer Grenzparameter wird die höchste Temperatur von 70 °C eingesetzt. Mit der Aktion `STO` wird die ganze Zyklierung der Testzelle unterbrochen.

Es ist auch notwendig, die Messgrößen im ersten Schritt festzulegen. Hierbei bietet die Battery Manager Workstation sieben Registrierungsformate an. Für die Zyklierung, die in dieser Arbeit durchgeführt wurde, wurde das `STANDARD`-Format ausgewählt. Es umfasst für die Registrierung folgende Parameter: Strom in Ampere, Spannung in Volt, Temperatur in Grad Celsius, Kapazität in Amperestunden und Energie in Wattstunden.

2. Schritt:

Hier wird die Testzelle vollständig mit einem Strom von 1 C und dem CC-CV-Verfahren geladen. Das ist notwendig, um die Zyklierung mit einer vollen Batterie durchzuführen. Mit dem `LAD`-Operator startet der Ladevorgang der Testzelle. In der Spalte `Sollwert` sind konstante Strom und die Ladeschlussspannung eingetragen. Daraus folgt, dass an der angeschlossenen Batteriezellen ein konstanter Strom von 20 A zugeführt wird bis die Ladeschlussspannung von 2,7 V erreicht. Danach wird die Spannung konstant gehalten, dabei sinkt mit zunehmendem Ladestand den Zelle der Ladestrom bis auf einen Wert von ca. 0,5 A selbsttätig ab. Alle Messparameter werden mit einer Abtastung von 10 Hz registriert.

3. Schritt:

Um eine bessere Übersicht bei der grafischen Darstellung zu bekommen, wird an dieser Stelle der Zähler von Kapazität und Energie mit dem `SET`-Operator auf null gesetzt.

4. Schritt:

An diesem Schritt wird der erste `BEG`-Operator ausgeführt. Er ist eine Schleife, die für eine Anzahl der simulierten Tagen ausgegeben wird. In dieser Arbeit, wie schon erwähnt, sind nur 11 Tageszyklen pro Woche definiert. Das Ende und der Abbruch der Schleife ist aus dem Schritt 14 zu entnehmen.

5. Schritt:

Hier wurde die zweite Schleife mit dem `BEG`-Operator gestartet. Er ist für Fahrzyklen zuständig. Das Ende und der Abbruch der Schleife ist aus dem Schritt neun zu entnehmen.

6. Schritt:

Mit dem `TABELLE`-Operator wird ein Fahrzyklus gestartet. Dieser Operator führt die Schritte, die in der tabellarische Textdatei `TAB9.txt` stehen, aus. Bei diesem Schritt ist keine Registrierung notwendig, da die Battery Manager Workstation in diesem Fall alle Tabellenschritte registriert. Die Entstehung der `TAB9.txt` ist im Kapitel 3.6.1 Umrechnungsmodell für die Batteriegrößen beschrieben.

7. Schritt:

An dieser Stelle wurde eine Pantographenladung simuliert. Der Ladevorgang für die LTO03-Testzelle ist mit einem CC-CV-Verfahren und einer Stromstärke von 16,69 A simuliert. Die Dauer des Ladevorganges ist in der Spalte Limit auf sechs Minuten beschränkt. Die Pantographenströme für alle modellierten Batterien sind im Kapitel 3.6.2 Festlegung von Pantographenströmen in der Tabelle 3.5 zusammengefasst.

8. Schritt:

Nach der Pantographenladung ist eine Pause mit der Dauer von einer Minute simuliert. Für eine Pause ist der `PAU`-Operator zuständig.

9. Schritt:

Mit dem `ZYK`-Operator wird der Fahrzyklus und die Pantographenladung wiederholt. Da ein Tageszyklus aus zehn Fahrten und nur neun Pantographenladungen besteht, wurde die Fahrzyklusschleife neunmal ausgeführt.

10. Schritt:

In diesem Schritt wurde der letzte, zehnte Fahrzyklus programmiert.

11. Schritt:

Hier wird eine Pause von einer Minute programmiert.

12. Schritt:

An diesem Schritt wird die Ladung im Depot simuliert. Der ist in dem schonenden Betrieb mit der CC-CV-Methode und einer Stromstärke von 1 C bzw. 20 A realisiert.

13. Schritt:

Mit dem dreizehnten Schritt wird eine Pause von zwei Stunden realisiert. Diese Ruhepause ist für die Abkühlung der Testzelle bis auf die Umgebungstemperatur notwendig. Außerdem wird in diesem Schritt ein Busfahrerschichtwechsel oder die Nacht simuliert.

14. Schritt:

Mit dem `ZYK`-Operator wird der Tageszyklus wiederholt. Für eine wöchentliche Zyklisierung im Labor sind 11 simulierte Tage angedacht.

15. Schritt:

Den Ablauf der Zyklisierung beendet ein `STO`-Operator.

Für die Zyklisierung der Lithium-Titanat-Zelle LTO04, die einer modellierten Batterie mit 60 kWh entspricht, wird das Zyklrierprogramm mit derselben Strukturierung verwendet. Der Unterschied liegt wie in Abbildung 4.3 in den Belastungsparametern.

Programm: LTO04_60kWh_1 Nummer: 00071

Berechnung Speichern & Ende Speichern Speichern unter... Schritt überspringen Abbruch Zeige Hauptprog.

Schritt	Label	Operator	Sollwert	Limit	Aktion	Registrierung
1		SET		> 2.705 V < 1.495 V > 70 C	STO STO STO	STANDARD
2		LAD	2.7 V 20 A	< 0.5 A		0.1 sec
3		SET	Ah = 0 Wh = 0			
4		BEG				
5		BEG				
6		TABELLE	TAB9 2 Factor_I			
7	Pantogr.	LAD	2.7 V 51.16 A	6 min		0.1 sec
8		PAU		1 min		0.1 sec
9		ZYK	9 *			
10		TABELLE	TAB9 2 Factor_I			
11		PAU		1 min		0.1 sec
12	Depot	LAD	2.7 V 20 A	< 0.5 A		0.1 sec
13		PAU		2 h		0.1 sec
14		ZYK	11 *			
15		STO				

Abbildung 4.3.: Das Zyklrierprogramm LTO04_60kWh_1 für die Lithium-Titanatzelle mit der Battery Manager Workstation

Die Battery Manager Workstation bietet die Möglichkeit, die Werte einer bestehenden Tabelle laufend zu bearbeiten. Da die Testzelle LTO04 einer modellierten Batterie entspricht, die um den Faktor zwei kleiner als LTO03 ist, müssen die Lade- und Entladeströme der tabellarischen Textdatei `TAB9.txt` mit dem Faktor zwei multipliziert werden. Das ist im Schritt 6 der Zyklrierprogramm `LTO_4_60kWh_1` mit dem Befehl `2 Factor_I` realisiert. Der `Factor_I` ist ein Standardbefehl der Battery Manager Workstation und dient als Multiplikation der Stromwerten mit der eingegebenen Zahl.

Der zweite Unterschied liegt im Pantographenstrom im Schritt sieben, der in diesem Fall 51,16 A entspricht. Die Pantographenströme für alle modellierten Batterien sind im Kapitel 3.6.2 Festlegung von Pantographenströmen in der Tabelle 3.5 zusammengefasst.

4.3.2. Zyklrierprogramme für LFP-Testzellen

Programm: LFP03_120kWh_1 Nummer: 00072

Berechnung Speichern & Ende Speichern Speichern unter... Schritt überspringen Abbruch Zeige Hauptprogr.

Schritt	Label	Operator	Sollwert	Limit	Aktion	Registrierung
1		SET		> 3.605 V < 2.495 V > 70 C	STO STO STO	STANDARD
2		LAD	3.6 V 15 A	< 0.5 A		0.1 sec
3		SET	Ah = 0 Wh = 0			
4		BEG				
5		BEG				
6		TABELLE	TAB8			
7	Pantogr.	LAD	3.6 V 12.52 A	6 min		0.1 sec
8		PAU		1 min		0.1 sec
9		ZYK	9 *			
10		TABELLE	TAB8			
11		PAU		1 min		0.1 sec
12	Depot	LAD	3.6 V 15 A	< 0.5 A		0.1 sec
13		PAU		2 h		0.1 sec
14		ZYK	11 *			
15		STO				

Abbildung 4.4.: Das Zyklrierprogramm LFP03_120kWh_1 für die Lithium-Eisenphosphatzelle mit der Battery Manager Workstation

Für die Zyklrierung der LFP-Testzellen wird der gleiche Ablauf der Programm wie bei der LTO-Testzellen verwendet. Wie aus der Abbildung 4.4 zu sehen ist, werden nur die Parameter an die LFP03-Testzelle angepasst.

1. Schritt:

Im ersten Schritt werden die Grenzparameter mit dem Operator `SET` festgelegt. In der Spalte Limit müssen die benötigten Grenzen eingesetzt werden. Für eine Lithium-Eisenphosphatzelle beträgt die obere Spannungsgrenze 3,605 V. Die untere Spannung liegt bei ca. 2,495 V. Als weiterer Grenzparameter wird die höchste Temperatur von 70 °C eingesetzt. Mit der Aktion `STO` wird die ganze Zyklrierung der Testzelle unterbrochen.

2. Schritt:

Hier wird die Testzelle vollständig mit einem Strom von 1 C und einem CC-CV-Verfahren geladen. Das ist notwendig, um die Zyklierung mit einer vollen Batterie durchzuführen. Mit dem LAD-Operator startet der Ladevorgang der Testzelle. In der Spalte Sollwert sind der konstante Strom und die Ladeschlussspannung eingetragen. Daraus folgt, dass an der angeschlossenen Batteriezelle ein konstanter Strom von 15 A zugeführt wird, bis die Zellspannung ihren Ladeschlussspannung von 3,6 V erreicht. Danach wird die Spannung konstant gehalten, dabei sinkt mit zunehmendem Ladestand der Zelle der Ladestrom bis auf einen Wert von ca. 0,5 A selbsttätig ab. Alle Messparameter werden mit einer Abtastung von 10 Hz registriert.

3. Schritt:

Um eine bessere Übersicht bei der grafischen Darstellung zu bekommen, wird an dieser Stelle der Zähler von Kapazität und Energie mit dem SET-Operator auf null gesetzt.

4. Schritt:

An diesem Schritt wird der erste BEG-Operator ausgeführt. Er ist eine Schleife, die für eine Anzahl der simulierten Tage angegeben wird. In dieser Arbeit, wie schon erwähnt, sind nur 11 Tageszyklen pro Woche definiert. Das Ende und der Abbruch der Schleife ist aus dem Schritt 14 zu entnehmen.

5. Schritt:

Hier wurde die zweite Schleife mit dem BEG-Operator gestartet. Er ist für Fahrzyklen zuständig. Das Ende und der Abbruch der Schleife ist aus dem Schritt neun zu entnehmen.

6. Schritt:

Mit dem TABELLE-Operator wird ein Fahrzyklus gestartet. Dieser Operator führt die Schritte, die in der tabellarischen Textdatei TAB8.txt stehen, aus. Bei diesem Schritt ist keine Registrierung notwendig, da die Battery Manager Workstation in diesem Fall alle Tabellenschritte registriert. Die Entstehung der TAB8.txt ist im Kapitel 3.6.1 Umrechnungsmodell für die Batteriegrößen beschrieben.

7. Schritt:

An dieser Stelle wurde eine Pantographenladung simuliert. Der Ladevorgang für die LFP03-Testzelle ist mit einem CC-CV-Verfahren und einer Stromstärke von 12,52 A simuliert. Die Dauer des Ladevorganges ist in der Spalte Limit auf sechs Minuten beschränkt. Die Pantographenströme für alle modellierten Batterien sind im Kapitel 3.6.2 Festlegung von Pantographenströmen in der Tabelle 3.5 zusammengefasst.

8. Schritt:

Nach der Pantographenladung ist eine Pause mit der Dauer von einer Minute simuliert. Für eine Pause ist die PAU-Operator zuständig.

9. Schritt:

Mit dem ZYK-Operator wird der Fahrzyklus und die Pantographenladung wiederholt. Da ein Tageszyklus aus zehn Fahrten und nur neun Pantographenladungen besteht, wurde die Fahrzyklusschleife neunmal ausgeführt.

10. Schritt:

In diesem Schritt wurde der letzte, zehnte Fahrzyklus programmiert.

11. Schritt:

Hier wird eine Pause von einer Minute programmiert.

12. Schritt:

An diesem Schritt wird die Ladung im Depot simuliert. Der ist in dem schonenden Betrieb mit der CC-CV-Methode und einer Stromstärke von 1 C bzw. 15 A realisiert.

13. Schritt:

Mit dem dreizehnten Schritt wird eine Pause von zwei Stunden realisiert. Diese Ruhepause ist für die Abkühlung der Testzelle bis auf die Umgebungstemperatur notwendig. Außerdem wird in diesem Schritt ein Busfahrerschichtwechsel oder die Nacht simuliert.

14. Schritt:

Mit dem ZYK-Operator wird der Tageszyklus wiederholt. Für eine wöchentliche Zyklisierung im Labor sind 11 simulierte Tage angedacht.

15. Schritt:

Den Ablauf der Zyklisierung beendet ein STO-Operator.

Wie im Fall mit der LTO04-Testzelle, unterscheidet sich das Zyklrierprogramm der LFP04-Testzelle nur in wenigen Parametern von der LFP03-Testzelle. Da die Testzelle LFP04 einer modellierten Batterie entspricht, die um Faktor zwei kleiner als LFP03 ist, müssen die Lade- und Entladeströme in der tabellarischen Textdatei `TAB8.txt` mit dem Faktor zwei multipliziert werden. Das ist im Schritt 6 der Zyklrierprogramm `LFP_4_60kWh_1` mit der Befehl `2 Factor_I` realisiert.

Der Pantographenstrom im Schritt sieben entspricht 38,37 A. Die Pantographenströme für alle modellierte Batterien sind im Kapitel 3.6.2 Festlegung von Pantographenströmen in der Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Programm: LFP04_60kWh_1 Nummer: 00068

Berechnung Speichern & Ende Speichern Speichern unter... Schritt überspringen Abbruch Zeige Hauptprog.

Schritt	Label	Operator	Sollwert	Limit	Aktion	Registrierung
1		SET		> 3.605 V < 2.495 V > 70 C	STO STO STO	STANDARD
2		LAD	3.6 V 15 A	< 0.5 A		0.1 sec
3		SET	Ah = 0 Wh = 0			
4		BEG				
5		BEG				
6		TABELLE	TAB8 2 Factor_I			
7	Pantogr.	LAD	3.6 V 38.37 A	6 min		0.1 sec
8		PAU		1 min		0.1 sec
9		ZYK	9 *			
10		TABELLE	TAB8 2 Factor_I			
11		PAU		1 min		0.1 sec
12	Depot	LAD	3.6 V 15 A	< 0.5 A		0.1 sec
13		PAU		2 h		0.1 sec
14		ZYK	11 *			
15		STO				

Abbildung 4.5.: Das Zyklrierprogramm LFP04_60kWh_1 für die Lithium-Eisenphosphatzelle mit der Battery Manager Workstation

4.3.3. Zusammenfassung der Zyklierung

In der Abbildung 4.6 sind die Stromverläufe eines simuliertes Tages von allen vier Testzellen dargestellt. Es ist auch zusehen, dass die Zyklierung bei der LTO-Zellen weniger Zeit in Anspruch nimmt als bei der LFP-Zellen. Es liegt daran, dass der Ladevorgang im Depot bei den LFP-Testzellen die CV-Phase länger dauert. Diese Erkenntnis zeigt auf eine höheren Impedanz bei der Lithium-Eisenphosphat-Zellen im Vergleich mit den Lithium-Titanatzellen.

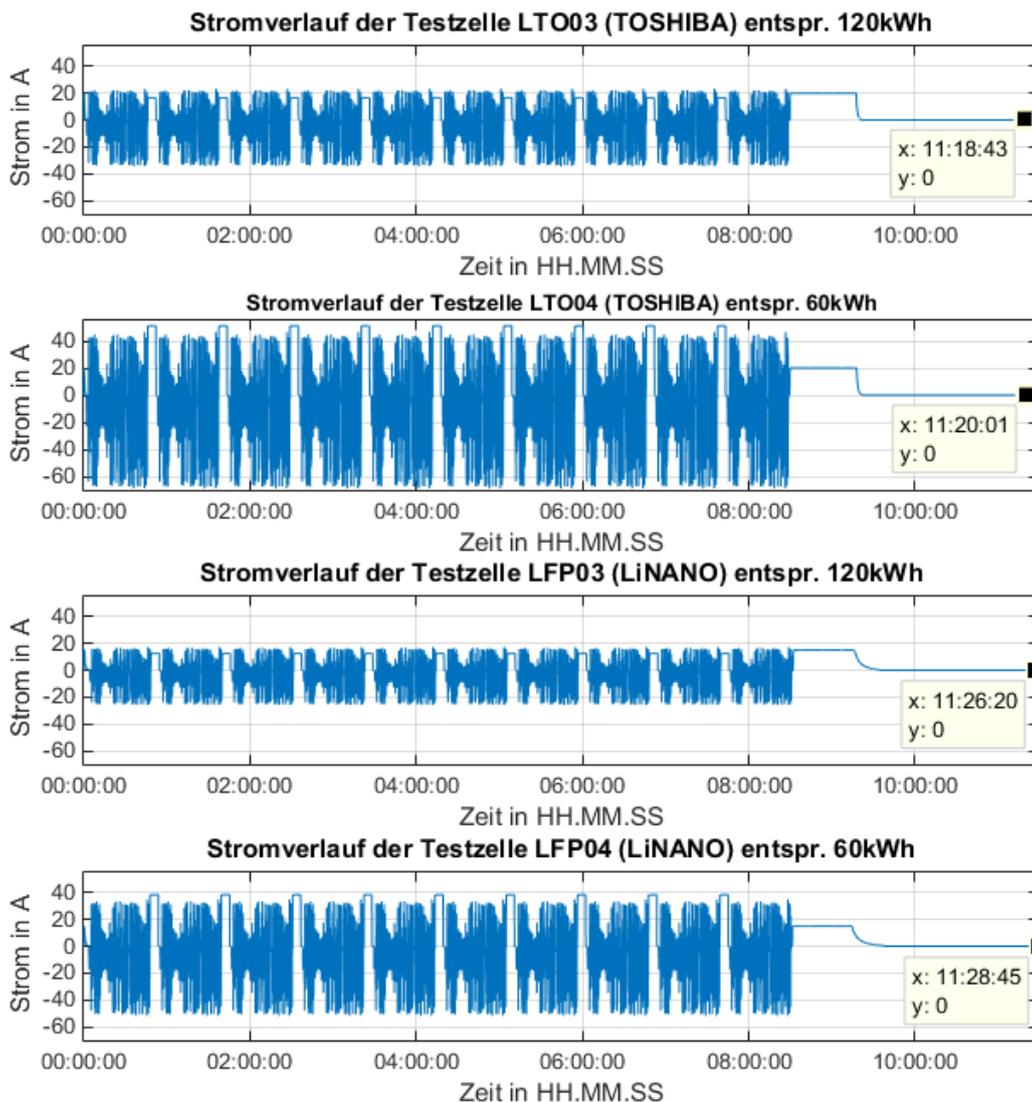


Abbildung 4.6.: Tagesverlauf der Stromwerten für LTO03, LTO04, LFP03 und LFP04

4.4. Kapazitätsmessung der Testzellen

Um den Alterungsverlauf der Testzellen im Rahmen dieser Bachelorarbeit zu beobachten, dienen wöchentliche Kapazitäts- und EIS-Messungen. Vor den Kapazitätsmessungen werden alle Zellen auf eine Temperatur von 25 °C abgekühlt. Der Abkühlungsprozess ist im Kapitel 4.2.2 Messplan für zyklisierte Zellen schon beschrieben. Als erstes werden Messungen an den zyklisierten Zellen durchgeführt. Anschließend werden manuell die zyklisierten Zellen durch

gelagerte Testzellen ausgewechselt. Da der regelmäßige Zugang ins Labor in der Nacht nicht möglich ist, werden Messungen an gelagerten Zellen am nächsten Tag durchgeführt.

In Abbildung 4.7 ist das gesamte Messprogramm den Kapazitätsmessung für die Lithium-Titanatzelle dargestellt.

Schritt	Label	Operator	Sollwert	Limit	Aktion	Registrierung
1		SET		>= 2.705 V <= 1.495 V > 55 C	STO STO STO	STANDARD 1 sec
2		PAU		1 min		
3		BEG				
4		SET	Ah = 0 Wh = 0			
5		ELA	1.5 V 20 A	<= 1.5 V		
6		PAU		30 min		
7		SET	Ah = 0 Wh = 0			
8		LAD	2.7 V 20 A	< 0.5 A		
9		PAU		30 min		
10		ZYK	1 *			
11		STO				

Abbildung 4.7.: Das Messprogramm LTO_Cmeas für die Lithium-Titanatzelle mit der Battery Manager Workstation

Die einzelnen Schritte sind wie folgt beschrieben.

1. Schritt:

Im ersten Schritt, wie auch bei den Zyklrierprogrammen, werden die Grenzparameter mit dem Operator `SET` festgelegt. Für eine Lithium-Titanatzelle beträgt die obere Spannungsgrenze 2,705 V. Die untere Spannungsgrenze liegt bei 1,495 V. Als weiterer Grenzparameter wird die höchste Temperatur von 55 °C eingesetzt. Mit der Aktion `STO` wird die ganze Zyklisierung der Testzelle unterbrochen.

Hier werden die Messdaten auch im `STANDARD`-Format registriert. Es umfasst für die Registrierung folgende Parameter: Strom in Ampere, Spannung in Volt, Temperatur in Grad Celsius, Kapazität in Amperestunden und Energie in Wattstunden. Der einzige

Unterschied zum Zyklertprogramm liegt in der Abtastrate. Da bei der Kapazitätsmessung über längere Zeit konstante Ströme fließen, ist es sinnvoll, nicht öfter als einmal pro Sekunde zu messen.

2. Schritt:

Hier ist eine Pause von einer Minute mit dem PAU-Operator programmiert. Dieser Schritt dient zur besseren Übersicht bei der grafischen Darstellung.

3. Schritt:

An diesem Schritt wird der Anfang der Schleife mit dem BEG-Operator ausgeführt.

4. Schritt:

Um eine besseren Übersicht bei der grafischen Darstellung zu bekommen, wird an dieser Stelle der Zähler von Kapazität und Energie mit dem SET-Operator auf null gesetzt.

5. Schritt:

Hier wird die Testzelle vollständig mit einem Strom von 1 C mit dem ELA-Operator entladen. In der Spalte Sollwert sind konstanter Entladestrom und Entladeschlussspannung eingetragen. Daraus folgt, dass an der angeschlossenen Batteriezelle ein konstanter Strom von 20 A abgeführt wird, bis die Entladeschlussspannung von 1,5 V erreicht wird. Ist die Entladeschlussspannung erreicht, wird der nächsten Schritt ausgeführt.

6. Schritt:

Mit dem sechsten Schritt wird eine Pause von 30 Minuten realisiert. Diese Ruhepause ist für die Abkühlung der Testzellen notwendig, da während des Entladeprozesses eine Aufwärmung der Zellen durch interne chemische Prozesse stattfindet.

7. Schritt:

Um eine Ladekapazität von der Entlademenge zu trennen, wurde bei den Zellen die Kapazität und die geflossene Energie auf null zurückgesetzt. Dies ist mit einem SET-Operator realisiert.

8. Schritt:

An dieser Stelle werden die Testzellen mit einem CC-CV-Verfahren und einer Stromstärke von 20 A vollständig aufgeladen. Die daraus ermittelte Kapazität bildet eine Aussage für der Zellenalterung.

9. Schritt:

Hier wird eine Pause zur Vorbereitung der Testzellen für weitere Messungen programmiert.

10. Schritt:

Mit dem ZYK-Operator wird die Messung der Kapazität beendet. Bei Bedarf könnten beliebige Wiederholungen der Kapazitätsmessung realisiert werden. Für die wöchentliche Ermittlung der Kapazität ist ein Vorgang ausreichend.

11. Schritt:

Der Ablauf der Messung wird mit einem STO-Operator beendet.

Für eine Kapazitätsmessung an der Lithium-Eisenphosphatzellen wird die gleiche Struktur wie für Lithium-Titanatzellen verwendet. Der wesentliche Unterschied liegt nur in den Steuerparametern. Diese Parameter sind in der Abbildung 4.8 dargestellt.

Programm: LFP_Cmeas Nummer: 00069

Berechnung Speichern & Ende Speichern Speichern unter... Schritt überspringen Abbruch Zeige Hauptprogr.

Schritt	Label	Operator	Sollwert	Limit	Aktion	Registrierung
1		SET		>= 3.605 V <= 2.495 V > 55 C	STO STO STO	STANDARD 1 sec
2		PAU		1 min		
3		BEG				
4		SET	Ah = 0 Wh = 0			
5		ELA	2.5 V 15 A	<= 2.5 V		
6		PAU		30 min		
7		SET	Ah = 0 Wh = 0			
8		LAD	3.6 V 15 A	< 0.5 A		
9		PAU		30 min		
10		ZYK	1 *			
11		STO				

Abbildung 4.8.: Das Zyklrierprogramm LFP_Cmeas für die Lithium-Eisenphosphatzelle mit der Battery Manager Workstation 4

4.5. EIS-Messung

Eine der wichtigsten Eigenschaften jeder Batterie ist der Innenwiderstand. Dessen Ermittlung ist mit der Elektrochemischen Impedanzspektroskopie (EIS) möglich. In dieser Arbeit wird ein Impedanzspektrum-Analysator TrueEIS der Firma Fuelcon AG verwendet. Mit der

Impedanzspektroskopie lässt sich der Ladezustand (State of Charge, SOC), der Alterungszustand (State of Health, SOH) und der Funktionszustand (State of Function, SOF) der Batterie- oder Brennstoffzelle bestimmen [5].

Bei dieser Messung wird ein sinusförmiger Anregungsstrom an die Testzelle angelegt. Da die Batteriezelle einen komplexen Innenwiderstand hat und mit einer resultierenden Wechselspannung unterschiedlicher Amplitude und Phase antwortet, kann die komplexe Impedanz berechnet werden. Häufig werden die EIS-Messungen mit verschiedenen Frequenzen wiederholt, da der Innenwiderstand einer Batteriezelle frequenzabhängig ist [6].

Es ist bekannt, dass mit zunehmender Alterung sich der innere Widerstand den Testzellen vergrößert [25, S.79].

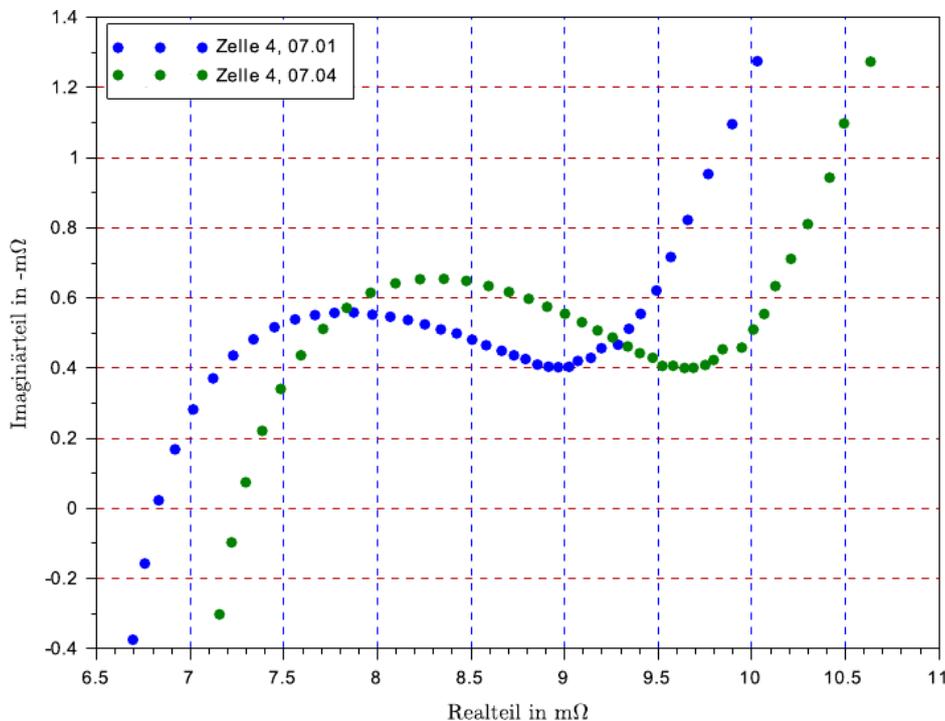


Abbildung 4.9.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle vor und nach der Alterung. Entnommen aus [25, S.79]

Die Abbildung 4.9 repräsentiert die Messergebnisse von zwei EIS-Messungen einer Batteriezelle mit unterschiedlichem Alterungszustand.

Die Messung wird im Bereich zwischen 2 kHz und 100 mHz logarithmisch über 40 Messpunkte durchgeführt. Bei jeder Anregefrequenz entsteht ein Punkt mit einer Impedanz der Testzelle.

5. Auswertung

Die Battery Manager Workstation 4 bietet die Möglichkeit, gespeicherte Daten aus der Datenbank in einem `CSV`-Format zu exportieren. Dadurch entsteht die Möglichkeit der Datenauswertung und eine grafische Darstellung von gespeicherten Daten.

Während der Zyklisierung wurde festgestellt, dass die Lithium-Eisenphosphatzelle `LFP04` einen Kapazitätsverlust über 20 % schnell erreicht. Sie wurde anschließend durch einer neuen Testzelle mit dem Namen `LFP05` ersetzt und mit dem gleichen Belastungszyklus untersucht.

5.1. Theoretische Abweichungen der Testzellen

In der Abbildung 5.1 sind die Verläufe der Kapazitätsänderungen aller Testzellen abgebildet. Der Tagesverbrauch ist bei jeder modellierten Batterie mit Hilfe von jeweiligen Markierungen dargestellt.

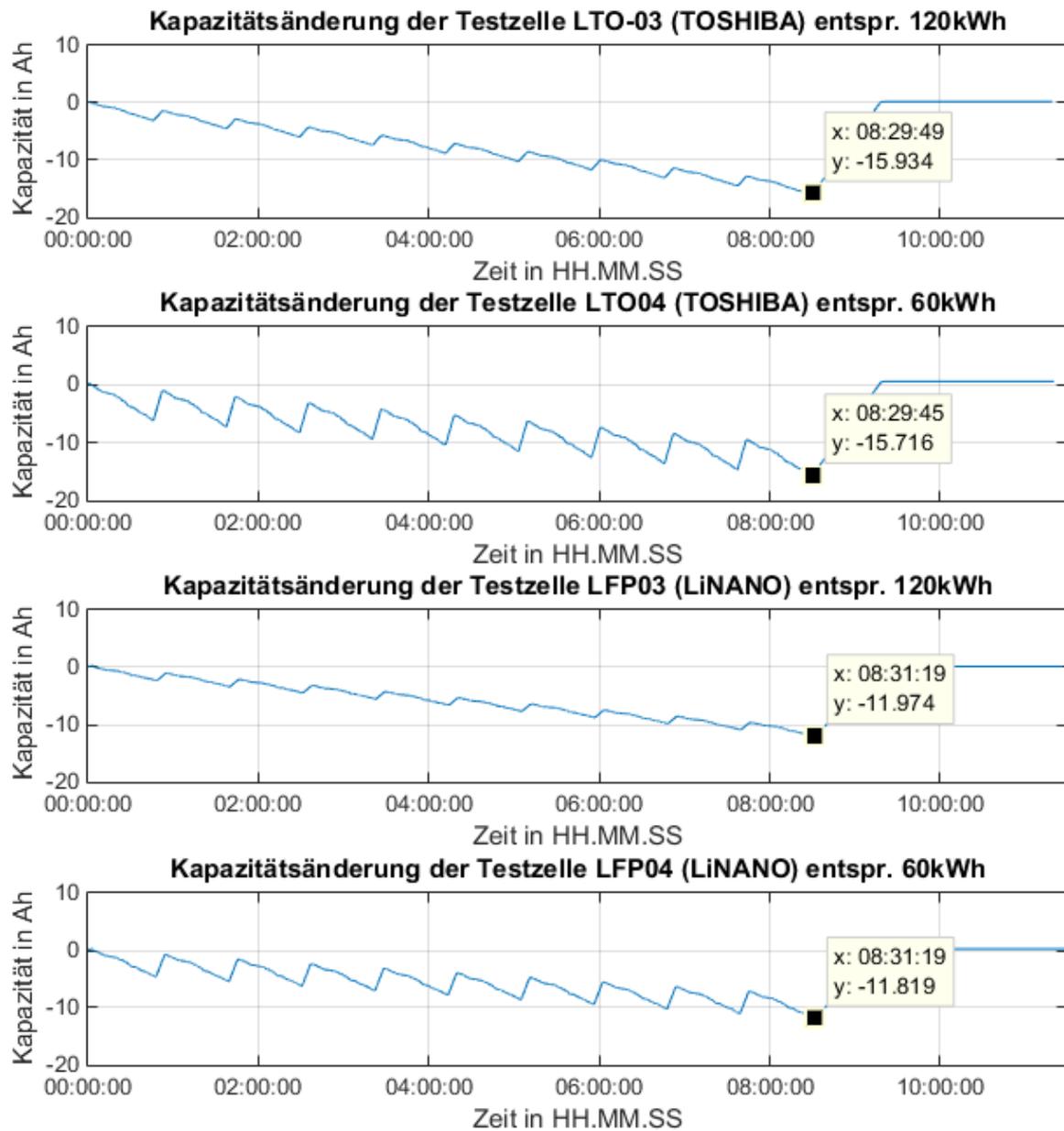


Abbildung 5.1.: Kapazitätsverbrauch aller Testzellen während des Tageszyklus

Die Tagesverbräuche der modellierten Batterien sind in Abbildung 5.1 dargestellt und für die Auswertung in der Tabelle 5.1 repräsentiert. Es ist zu erkennen, dass am Ende des Tages die theoretische Restkapazität größer als 20% ist. Das lässt sich mit Integrationsfehlern des Messgerätes und der Umsetzung einer Energiemenge in Wärme zu erklären. Auch ist

zu beachten, dass die Anfangskapazität der Testzellen eine Abweichung zur Nennkapazität hat.

Während des Zykliererperiments wurde eine Alterung von über 20 % bei der Testzelle LFP04 erreicht. Aus diesem Grund wurde diese Zelle durch eine gleiche Testzelle unter der Bezeichnung LFP05 ersetzt.

Tabelle 5.1.: Kapazitätsabweichungen der Testzellen

	LTO03	LTO04	LFP03	LFP04	LFP05
Anfangskapazität C_{Theorie}	20 Ah	20 Ah	15 Ah	15 Ah	15 Ah
Anfangskapazität $C_{\text{praktisch}}$	20,643 Ah	20,721 Ah	15,018 Ah	14,200 Ah	13,755 Ah
Tagesverbrauch $C_{\text{Tagesverbrauch}}$	15,934 Ah	15,716 Ah	11,974 Ah	11,819 Ah	11,830 Ah
Restkapazität $C_{\text{rest, Theorie}}$	4 Ah	4 Ah	3 Ah	3 Ah	3 Ah
Restkapazität $C_{\text{rest, praktisch}}$	4,709 Ah	5,005 Ah	3,044 Ah	2,381 Ah	1,925 Ah
Restkapazität (Theorie)	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
Restkapazität (Praktisch)	22,81 %	24,15 %	20,27 %	16,77 %	13,99 %
Abweichung zur Theorie	2,81 %	4,15 %	0,27 %	-3,23 %	-6,01 %

5.2. Temperaturänderungen während des Tageszyklus

In der Abbildung 5.2 sind die Temperaturverläufe von vier Testzellen bei einem wöchentlichen Zyklus dargestellt. Am Anfang steigen die Temperaturen, da die Zellen unter 50 °C liegen. Der Grund dafür ist die Aufwärmung der Umgebungstemperatur in der Temperaturkammer.

Es ist zu erkennen, dass die größte Temperaturschwankung bis ca. 63 °C bei einer Umgebungstemperatur von 55 °C die LFP04-Testzelle betrifft. Im Vergleich mit der LTO04-Testzelle, die eine gleiche Belastung in Bezug auf die modellierte Batteriegröße aufweist, ist die Erwärmung nicht so hoch. Der Grund hierfür ist vermutlich der wesentlich höhere Innenwiderstand der LFP-Zelle, über den somit bei der Ladung und Entladung mehr Verlustwärme auftritt.

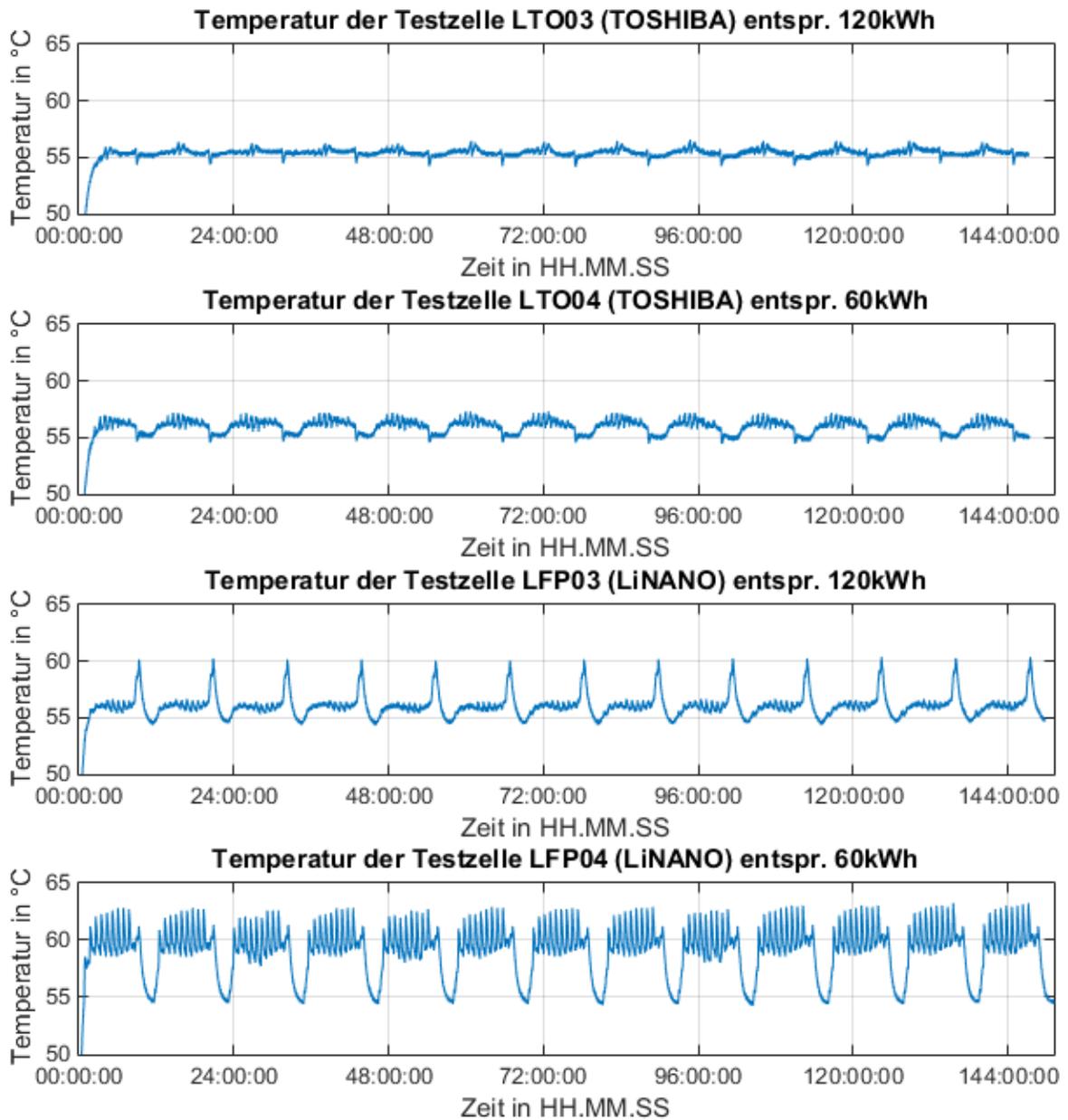


Abbildung 5.2.: Temperaturverläufe aller Testzellen während des Wochenzyklus

Um einen besseren Überblick über entstehende Temperaturschwankungen zu haben, wurde ein Tageszyklus in verschiedenen Farben für jeden Programmschritt in Abbildung 5.3 dargestellt.

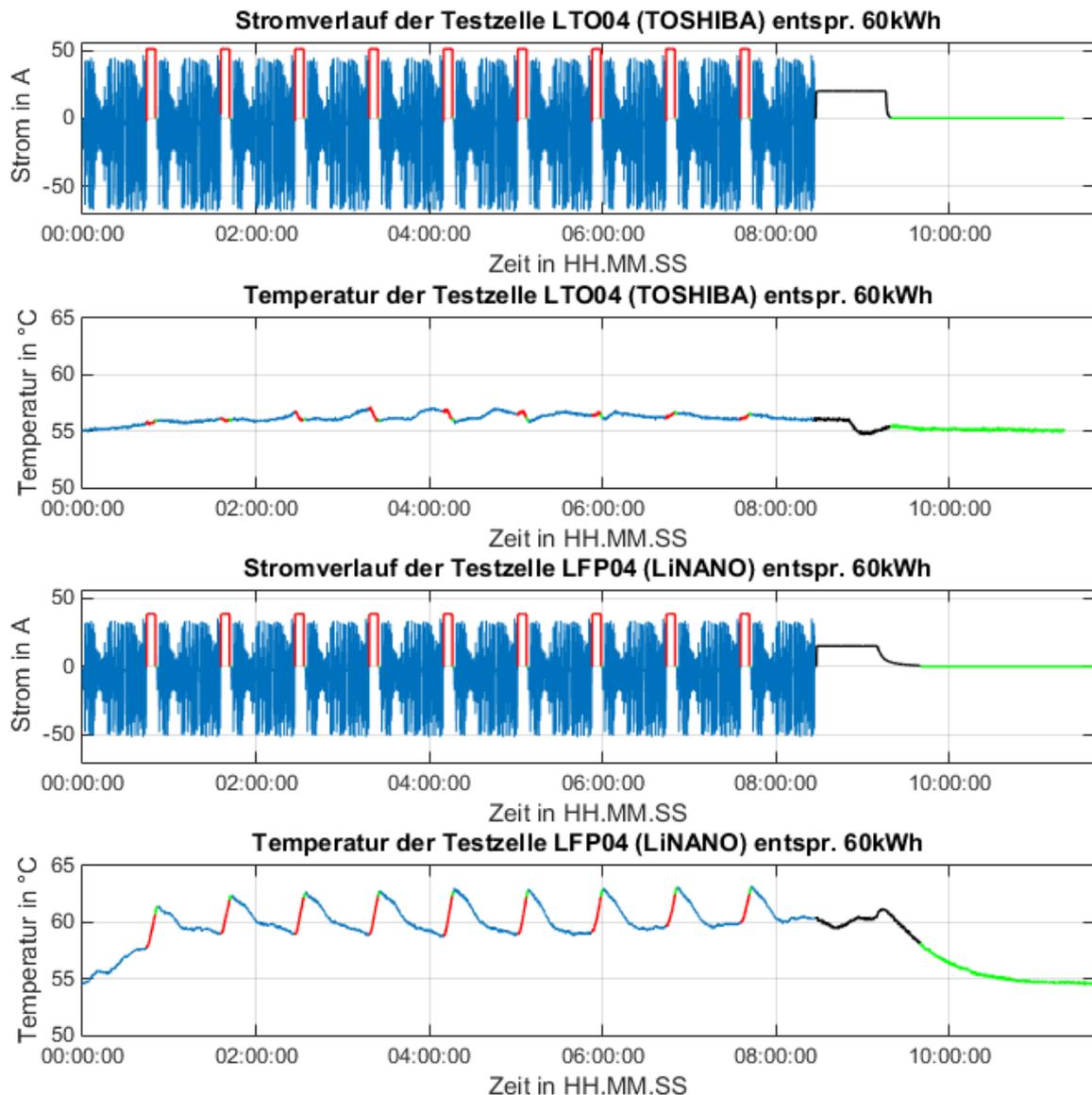


Abbildung 5.3.: Strom- und Temperaturverlauf bei der 60 kWh modellierten Batterie

Der Tageszyklus der modellierten Batterien mit einer Leistung von 60 kWh wurde in vier Farben unterteilt.

Die blaue Farbe stellt die Batterieströme und dazugehörige Temperaturänderungen während der Fahrt zwischen U-Alsterdorf und ZOB-Hamburg dar.

Die rote Farbe bildet den Stromverlauf und die Temperaturänderung beim Laden am Pantographen ab.

Die grüne Farbe bildet die Pausen nach der Pantographenladungen und Depotpause am Ende des simuliertes Tages ab.

In schwarz ist die vollständige Ladung der Batteriezelle im Depot mit einer Stromstärke von 1 C dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass bei der LFP04-Testzelle eine deutliche Temperatursteigung während der Pantographenladungen erfolgt. Bei der LTO04-Testzelle ist ein anderes Verhalten bei der Pantographenladung zu sehen. Da die Lithium-Titanatzellen für höhere Ströme als die verwendeten Lithium-Eisenphosphatzellen ausgelegt sind, sind keine größere Temperaturanstiege zu erkennen. Außerdem ist eine sinkende Temperatur bei den dritten, vierten und fünften Ladungen am Pantographen zu sehen. Beim Laden im Depot erreicht die Zelltemperatur an der LTO04-Testzelle einen Wert, der unter der Umgebungstemperatur liegt. Die Ursache dafür ist dominierende Entropie-Effekt, der zur Abkühlung den Zelle führt [21].

5.3. Kapazitätsmessungen

Während der Untersuchung an den Testzellen, wurden Kapazitätsmessungen wöchentlich bei einer Umgebungstemperatur von 25 °C aufgenommen. Mit Hilfe dieser Messung kann der Zustand der Batterie ermittelt werden.

5.3.1. Kapazitätsmessungen an den gelagerten Testzelle

Um einen besseren Überblick über die Kapazitätsänderungen an den gelagerten Testzelle zu haben, wurden alle Messergebnisse in der Tabelle 5.2 erfasst.

Tabelle 5.2.: Kapazitätsänderungen der gelagerten Testzellen über dem gesamten Messzeitraum

Tage der Lagerung	LFP01 25 °C		LFP02 55 °C		LTO01 25 °C		LTO02 55 °C	
	Ah	%	Ah	%	Ah	%	Ah	%
0	14,472	0,00	14,677	0,00	20,470	0,00	20,569	0,00
6	14,742	0,00	15,020	0,00	20,549	0,00	20,589	0,00
12	14,488	-1,72	14,863	-1,05	20,509	-0,19	20,505	-0,41
18	14,382	-2,44	14,572	-2,98	20,518	-0,15	20,449	-0,68
24	14,440	-2,05	14,509	-3,40	20,519	-0,15	20,431	-0,77
30	14,445	-2,01	14,377	-4,28	20,548	0,00	20,413	-0,85
66	14,933	1,30	13,865	-7,69	20,569	0,10	20,279	-1,51
72	14,931	1,28	13,709	-8,73	20,615	0,32	20,208	-1,85
80	14,956	1,45	13,561	-9,71	20,642	0,45	20,135	-2,21
108	14,993	1,70	13,053	-13,10	20,666	0,57	19,832	-3,68
114	14,984	1,64	12,950	-13,78	20,709	0,78	19,790	-3,88
120	14,994	1,71	12,837	-14,53	20,709	0,78	19,744	-4,10

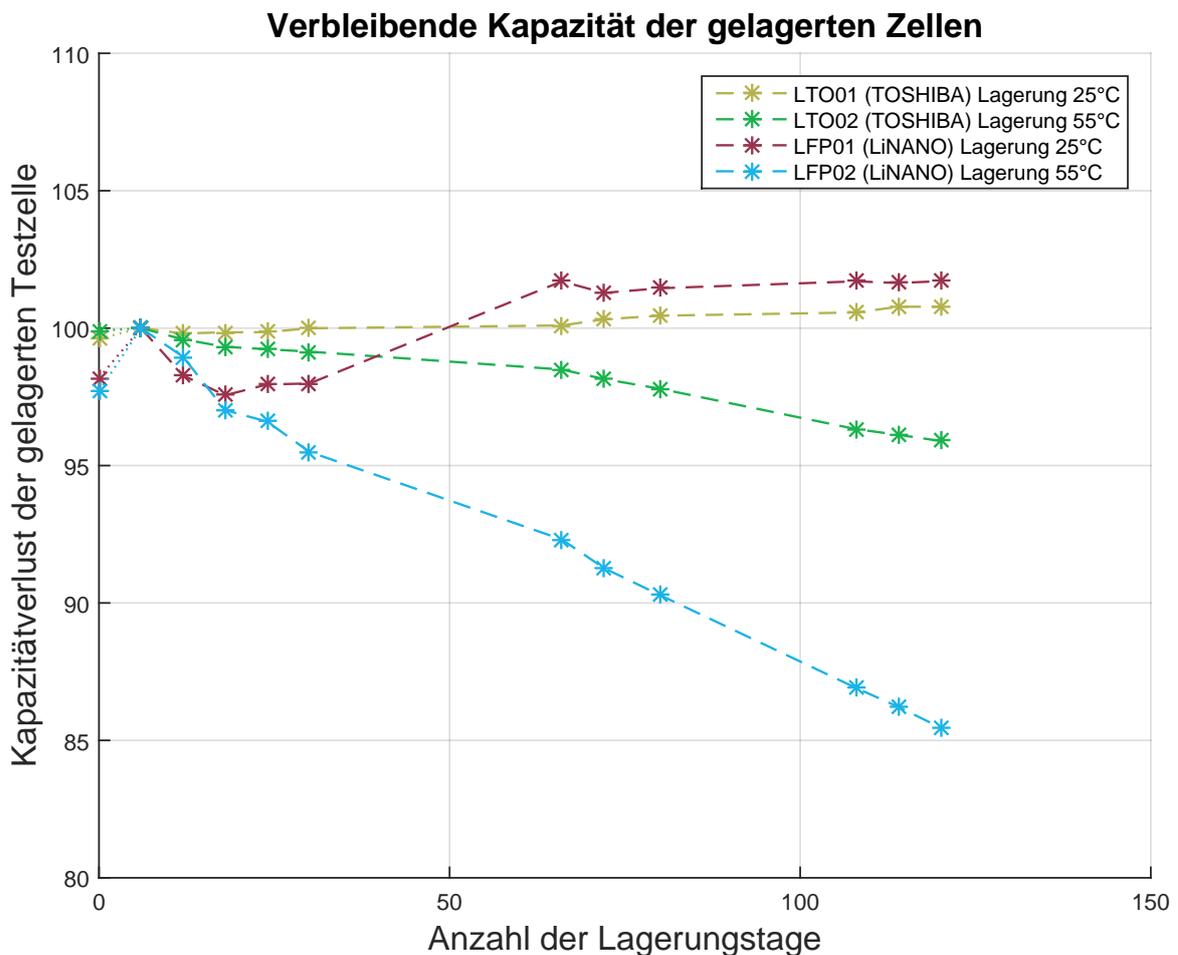


Abbildung 5.4.: Kapazitätsänderung der gelagerten Testzellen in Prozent in Abhängigkeit von Dauer

Aus der Abbildung 5.4 und der Tabelle 5.2 ist zu entnehmen, dass die Messergebnisse an der ersten Messung unter 100 % liegen. Die Ursache dafür könnte an der Temperatur der jeweiligen Zelle liegen, da bei der ersten Messung keine Abkühlung der Testzellen von 55 °C auf 25 °C stattgefunden hat. Die zweite Ursache für die Kapazitätssteigerung könnte an der schlechten Formatierung bei der Herstellung der Lithium-Batteriezellen liegen. Aus diesem Grund wurde die zweite Messung als Anfang der Alterung eingesetzt.

Bei den Testzellen LTO01 und LFP01, die bei Raumtemperatur gelagert worden, ist kein Alterungsprozess beobachtbar. Die zunehmende Kapazität an den Testzellen kann auch an der nicht ausreichenden Formatierung während der Herstellung der Testzellen liegen.

5.3.2. Kapazitätsmessungen an den zyklerten Testzellen

Um einen besseren Überblick über die Kapazitätsänderungen an den zyklerten Testzellen zu haben, wurden alle Messergebnisse in der Tabelle 5.3 erfasst.

Zu Beginn des Experiments sind unterschiedliche Steigungen der Messergebnissen festzustellen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der Herstellung die Batteriezellen unterschiedlich formatiert wurden. Nach einer gewissen Anzahl von Zyklen ist ein konstanter Kapazitätsverlust zu erkennen.

Tabelle 5.3.: Kapazitätsänderungen der zyklisierten Lithium-Titanat-Testzellen über dem gesamten Messzeitraum. (Fehlerhafte Messungen sind rot gekennzeichnet)

Fahrten	LTO03		LTO04	
	Ah	%	Ah	%
0	20,543	-0,55	20,606	-0,48
90	20,643	0,00	20,721	0,00
220	20,637	-0,03	20,727	0,03
320	20,640	-0,01	20,731	0,05
430	20,621	-0,11	20,731	0,05
540	20,624	-0,09	20,766	0,22
650	20,607	-0,17	20,708	-0,06
760	20,598	-0,22	20,706	-0,07
870	20,516	-0,62	20,644	-0,37
980	20,853	1,02	20,989	1,29
1090	20,492	-0,73	20,632	-0,43
1200	20,441	-0,98	20,565	-0,75
1310	20,364	-1,35	20,516	-0,99
1420	20,324	-1,55	20,461	-1,25
1530	20,271	-1,80	20,383	-1,63
1640	20,186	-2,21	20,303	-2,02
1750	20,125	-2,51	20,224	-2,40
1860	20,071	-2,77	20,146	-2,77
1970	20,037	-2,94	20,080	-3,09
2080	19,981	-3,21	20,036	-3,31
2190	19,916	-3,52	20,979	-3,58
2300	19,869	-3,75	20,919	-3,87

Tabelle 5.4.: Kapazitätsänderungen der zyklisierten Lithium-Eisenphosphat-Testzellen über dem gesamten Messzeitraum (Fehlerhafte Messungen sind rot gekennzeichnet. Grau ist die Reduzierung auf sechs Fahrten pro Tag gekennzeichnet. Braun ist die Reduzierung auf fünf Fahrten pro Tag gekennzeichnet).

Fahrten	LFP03		LFP04		Fahrten	LFP05	
	Ah	%	Ah	%		Ah	%
0	14,712	-2,04	14,576	2,6	—	—	—
90	15,018	0,00	14,200	0,00	—	—	—
220	14,303	-4,76	12,956	-8,76	—	—	—
320	13,743	-8,49	12,115	-14,68	—	—	—
430	13,239	-11,85	11,426	-19,54	—	—	—
540	12,782	-14,89	10,867	-23,47	0	14,591	5,3
650	12,374	-17,61	—	—	110	13,755	0,00
760	11,930	-20,56	—	—	220	12,655	-8,00
870	11,487	-23,51	—	—	330	11,723	-14,77
980	11,154	-25,73	—	—	440	12,235	-11,05
1050	10,990	-26,82	—	—	460	10,937	-20,49
1102	10,630	-29,29	—	—	512	10,383	-24,51
1192	10,357	-31,04	—	—	602	9,910	-29,95
1282	10,139	-32,49	—	—	692	9,518	-30,80
1372	9,904	-34,05	—	—	782	9,18	-33,71
1462	9,684	-35,52	—	—	872	8,748	-36,40
1552	9,476	-36,90	—	—	962	8,403	-38,91
1642	9,313	-37,99	—	—	1052	8,115	-41,00
1732	9,146	-39,10	—	—	1062	8,079	-41,26
1822	8,987	-40,16	—	—	1152	7,782	-43,42
1912	8,810	-41,34	—	—	1187	7,617	-44,62
2002	8,640	-42,47	—	—	1267	7,313	-46,83

Aus zeitlichen Gründen wurden in der ersten Messwoche 90 Fahrten simuliert, in der zweiten 130, in der dritten 100. Ab Messwoche vier wurden konstant 110 Fahrten pro Woche mit zehn Fahrten pro Tag simuliert. Die Zellkapazitätsmessungen und die anschließenden EIS-Messungen wurden einmal pro Woche durchgeführt.

Nach 980 Fahrten ist während der Zellkapazitätsmessungen an den zyklisierten Testzellen ein Messfehler aufgetreten. Die fehlerhaften Messungen sind in der Tabelle 5.4 rot gekennzeichnet. Der Grund dafür ist ein Ausfall des Zyklisiergerätes während der Messung.

Nach Erreichen eines Kapazitätsverlustes von mehr als 20 % der LFP-Testzellen, wurde die

Anzahl der Tagesfahrten auf sechs Fahrten reduziert. Dabei sind nur 90 simulierte Fahrten in einer Woche möglich.

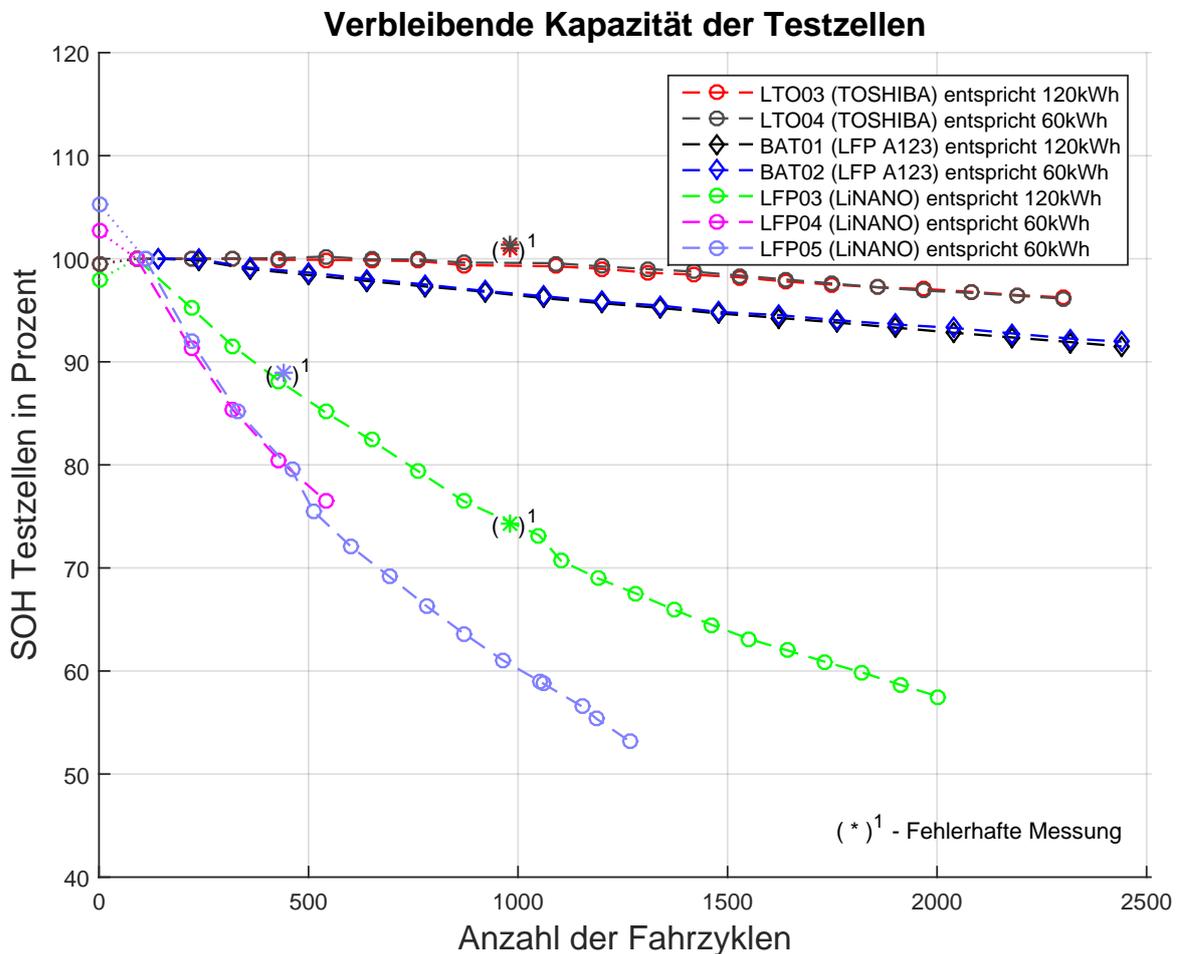


Abbildung 5.5.: Kapazitätsänderung der Testzellen in Abhängigkeit von Fahrzyklen ((*)-fehlerhafte Messungen die Aufgrund der Ausfall von Zykliergerät)

Aus der Abbildung 5.5 und der Tabelle 5.3 ist zu erkennen, dass bis 700 Fahrzyklen kaum Alterungsprozess an der Lithium-Titanat-Testzellen gegenüber zu anderen Zellen zu beobachten ist. Erst ab 760 Fahrten ist eine fallende Tendenz der Kapazität beobachtbar. Es ist auch zu erkennen, dass bei der LTO03-, LTO04 und LFP03-Testzellen das erste Messergebnis unter 100 % liegt. Die Ursache dafür könnte an der Temperatur jeweilige Zelle liegen, da bei der ersten Messung keine Abkühlung der Testzellen von 55 °C auf 25 °C stattgefunden hat. Die zweite Ursache für die Kapazitätssteigerung könnte an einer unvollständigen Formatierung während der Herstellung der Testzellen liegen. Aus diesem Grund wurde die

zweite Messung als Anfang der Alterung eingesetzt und alle weiteren Messergebnisse auf diesen Wert normiert.

5.4. Kapazitätsänderung der Testzellen bezüglich Batterievollzyklen

Unter der Zyklusfestigkeit ist die Anzahl der Lade- und Entladezyklen definiert. Um eine grafische Darstellung der Zyklusfestigkeit der Testzellen zu erhalten, die in dieser Arbeit untersucht wurden, werden die Lade- und Entladeströme des täglichen Zyklivorganges aufsummiert und durch die Nennkapazität der jeweiligen Batteriezelle geteilt. Aus dieser Berechnung folgt, dass eine 60 kWh Batterie ca. 3,96 Vollzyklen pro Tag hat. Die 120 kWh Batterie hat eine Anzahl von 1,98 Vollzyklen pro Tag, was den Faktor zwei weniger als bei einer 60 kWh Batterie beträgt.

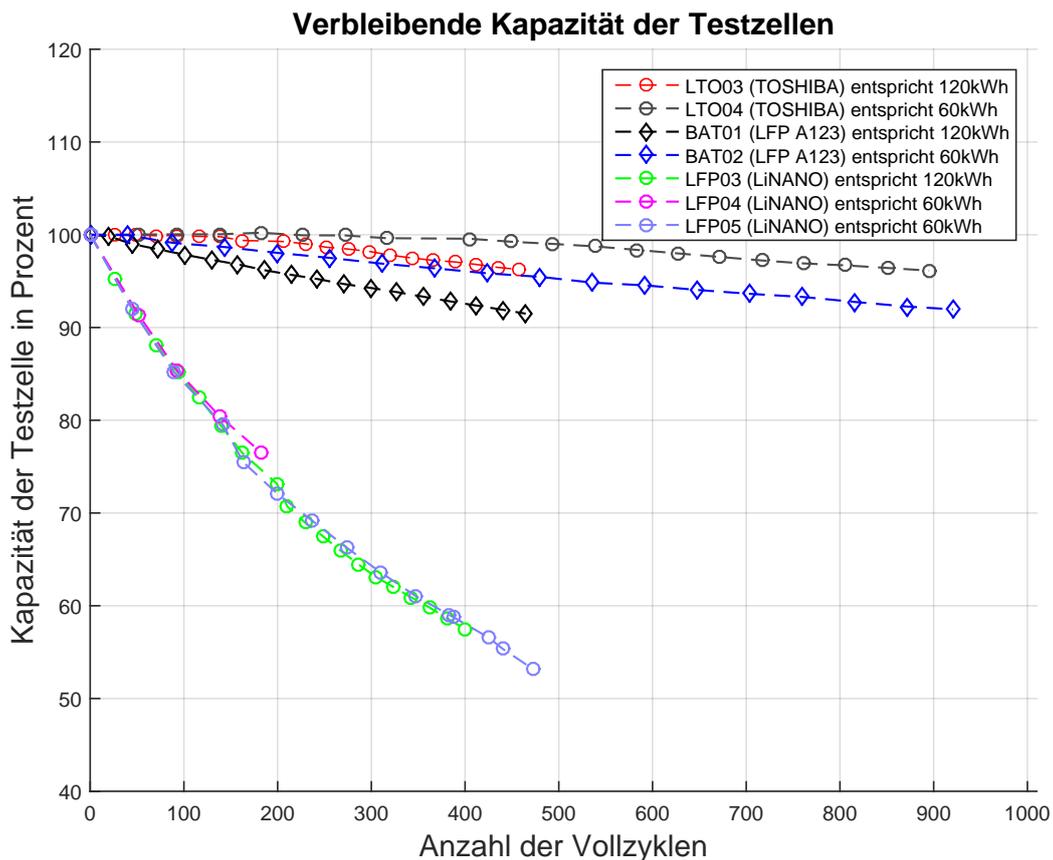


Abbildung 5.6.: Kapazitätsänderung der Testzellen in Prozent in Abhängigkeit der Lade-Entlade-Vollzyklen

In der Abbildung 5.6 sind die Ergebnisse des gemessenen Kapazitätsverlustes über die durchgeführten Batterievollzyklen dargestellt. Unter der Betrachtung von Vollzyklen altert die Testzelle LTO03 schneller als LTO04. Derselbe Effekt wurde bei der Testzelle BAT01 beobachtet. Da die LTO03 die doppelte Zeit für einen Zyklus als LTO04 benötigt, wird wahrscheinlich die kalendarische Alterung dominieren.

Die LFP03, LFP04 und LFP05 Testzellen haben nahezu gleiche Kapazitätsverluste bezüglich der Vollzyklen. Die LFP03 Batteriezelle entspricht einer Batteriegröße von 120 kWh und benötigt auch die doppelte Zeit für einen Vollzyklus als LFP4, LFP05. Trotzdem altern die Testzellen alle gleichartig bezüglich der Batterievollzyklen. Es ist sehr wahrscheinlich, dass die Testzellen hauptsächlich durch Zyklisierung altern und die kalendarische Alterung einen geringeren Einfluss auf die gesamte Alterung hat.

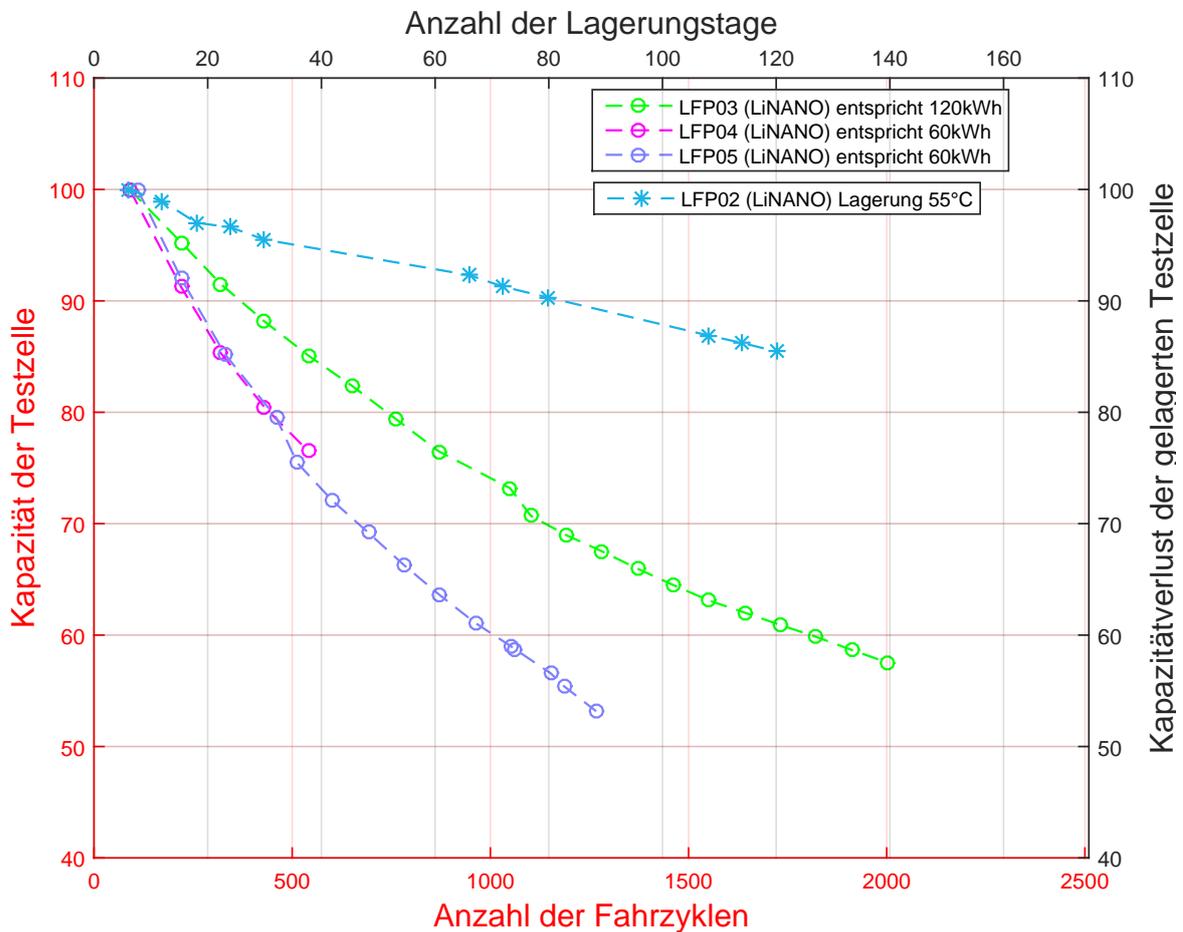


Abbildung 5.7.: Kapazitätsänderung der gelagerten und zyklisierten Lithium-Eisenphosphat-Testzellen

Aus der Abbildung 5.7 ist zu erkennen, dass der dominante Teil der Alterung die zyklische Alterung ist. Die kalendarische Alterung ist hier ein kleiner Teil des gesamten Alterungsprozesses dieser Testzellen.

Bei den LTO-Testzellen, die in der Abbildung 5.8 dargestellt sind, altert die gelagerte Testzelle schneller als die zyklisierte Zellen bei der gleichen Umgebungstemperatur von 55 °C. Die erscheint auf den ersten Blick nicht plausibel. Der Grund dafür könnte eine Lagerung der Testzelle mit 100 % SOC-Zustand sein. Bei der Zyklisierung ist der Ladezustand der Batteriezelle immer unterschiedlich und befindet sich selten im 100 % SOC-Zustand. In der Literatur ist bekannt [22], [15], dass die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien im vollgeladenen oder voll entladenen Zustand schneller abläuft.

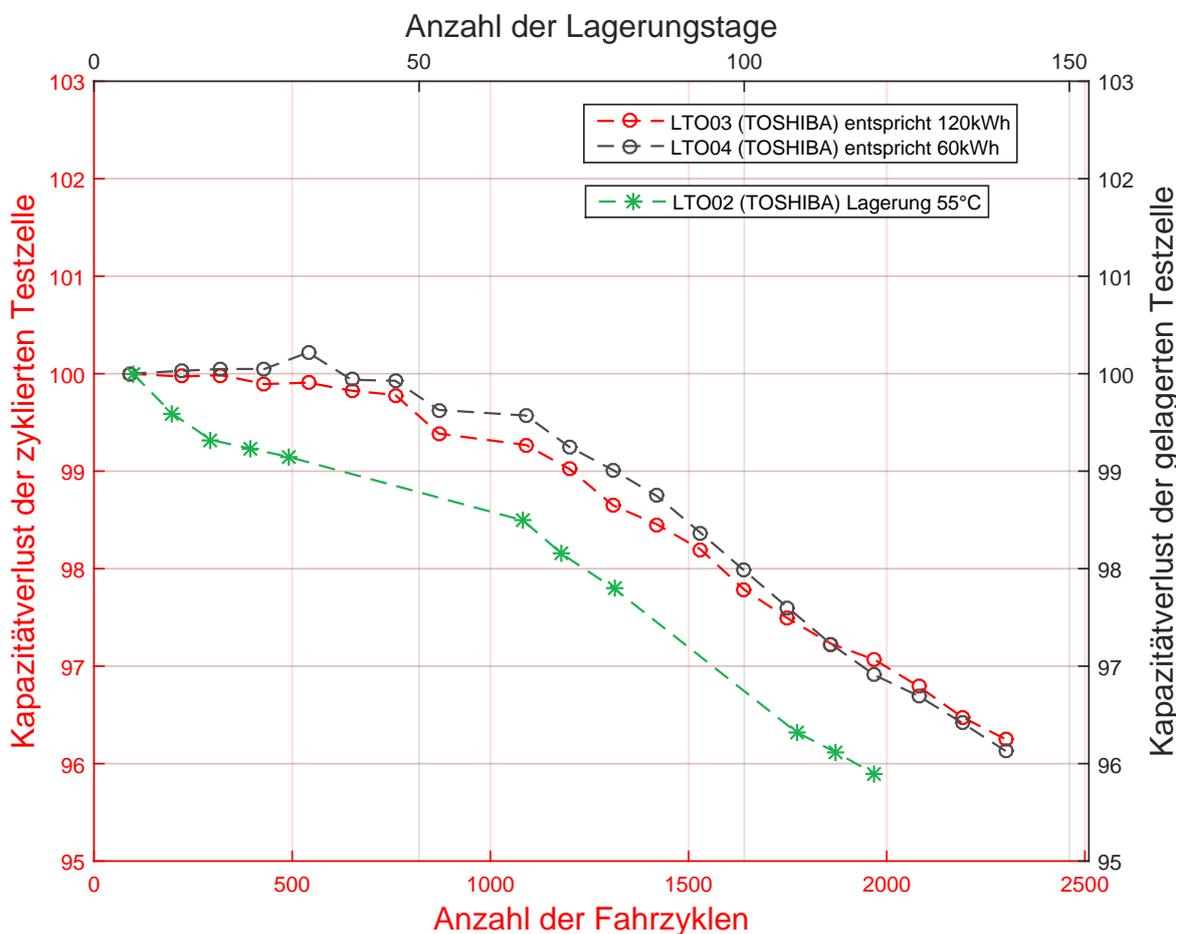


Abbildung 5.8.: Kapazitätsänderung der gelagerten und zyklisierten Lithium-Titanat-Testzellen

5.5. Elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS)

Die elektrochemische Impedanzspektroskopie wurde bei den zyklisierten Testzellen einmal in der Woche durchgeführt. Bei den gelagerten Zellen wurde die EIS-Messungen wie geplant nach jeder Kapazitätsmessung durchgeführt. In der Abbildung 5.9 sind die Ergebnisse einer LFP03-Testzelle im Nyquist-Plot dargestellt. Zu sehen ist, dass das Impedanzspektrum der Testzelle nach der wöchentlichen Belastung sich deutlich nach rechts verschiebt. Das bedeutet, dass sich der Realteil des komplexen Innenwiderstandes mit zunehmender Alterung der Testzelle erhöht hat. Die Imaginärteil hat eine Änderung nur bei höheren Frequenzen ab 500 Hz .

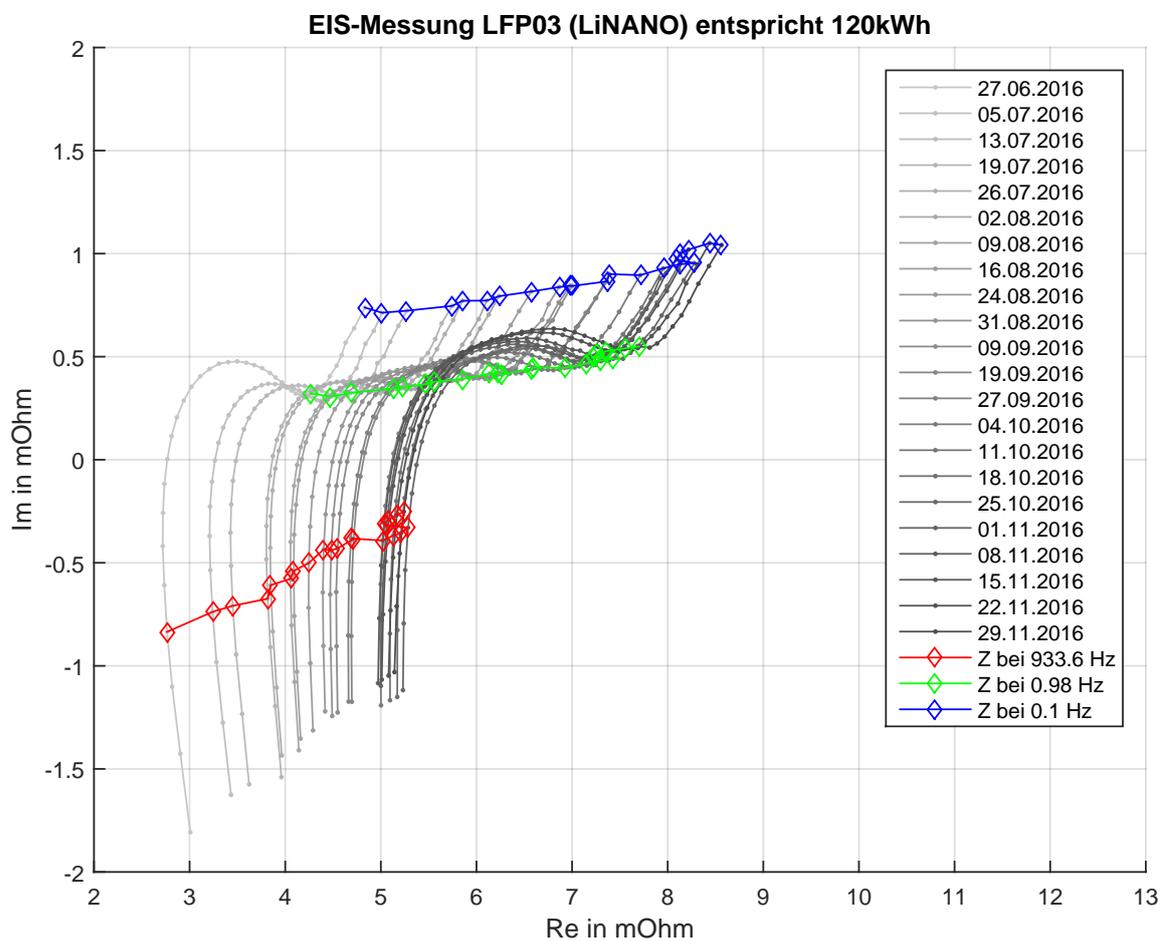


Abbildung 5.9.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP03 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnisse wurde die Intensität der Graustufen geändert

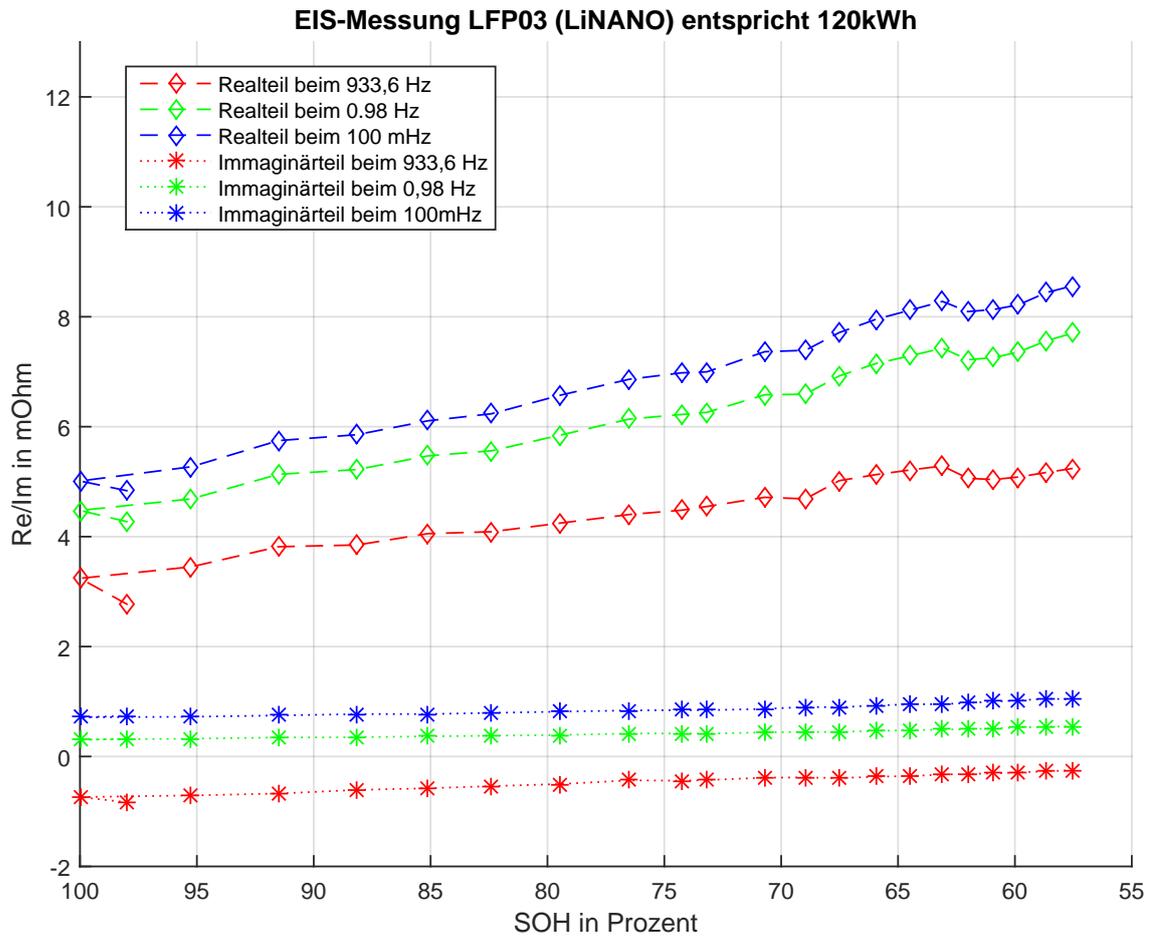


Abbildung 5.10.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP03 in Abhängigkeit vom Alterungszustand. Die Abweichung der ersten Messung ist im Kapitel 5.3.2 Kapazitätsmessungen an den zyklisierten Testzellen erklärt

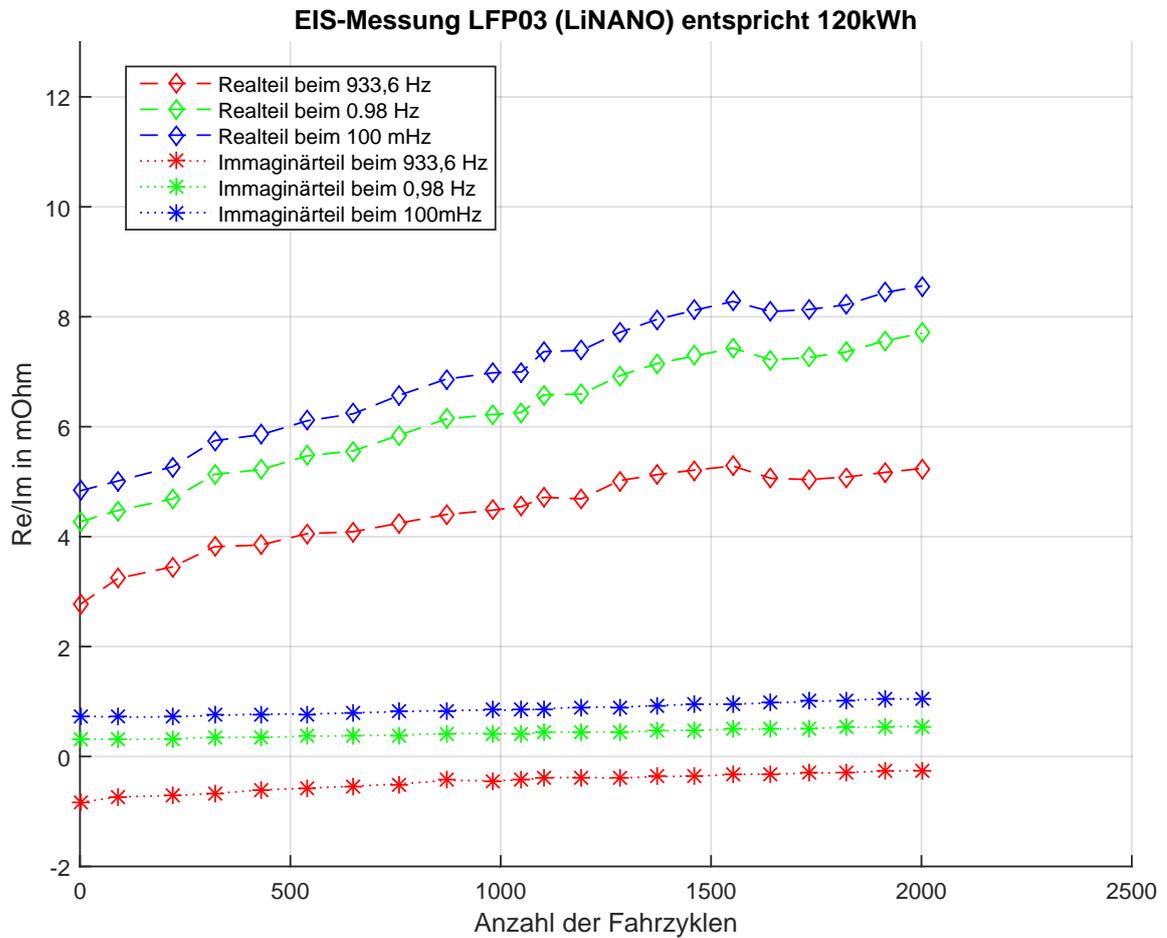


Abbildung 5.11.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP03 in Abhängigkeit von Fahrzyklen

Weitere Ergebnisse der EIS-Messungen für alle Testzelle sind dem Anhang D, Elektrochemische Impedanzspektroskopie zu entnehmen. Bei der Lithium-Titanat-Zellen ist eine höhere Streuung der Messwerte zu sehen. Dies liegt am Messgerät selbst. Laut Herstelleranfrage führt eine Messung unter 1 mOhm zu erhöhten Messungenauigkeiten.

5.6. Analyse der Messergebnisse

Die Lithium-Titanatzellen zeigen während des Zyklierexperimentes einen geringeren Kapazitätsverlust im Vergleich mit Lithium-Eisenphosphatzellen. Mit dem niedrigeren Innenwiderstand der LTO-Zellen ist die Temperaturerhöhung während der Zyklierung geringer als bei den LFP-Testzellen. Dies kann neben dem stabileren Material auch ein Grund für die langsamere Alterung sein. Obwohl die Lithium-Titanat-Testzelle LTO04 im Vergleich zu LTO03 mit stärkerem Lade- und Entladestrom belastet wurde, altern beide Testzellen bezogen auf die Zahl der gefahrenen Fahrzyklen beinahe gleichmäßig. Dies liegt vermutlich daran, dass die Unterschiede des Zyklierstromes für beide LTO-Testzellen keine große Auswirkung auf die Alterung der Testzellen haben und die kalendarische Alterung überwiegt. Die gleiche Tendenz ist bei der LFP-Testzelle von A123 zu sehen.

Die Ergebnisse von LFP03, LFP04 und LFP05 zeigen einen besonders starken Kapazitätsverlust im Vergleich zu den anderen Lithium-Eisenphosphatzellen. Das kann an der Zellgröße, Materialien oder der baulichen Ausführung der Zellen liegen.

Bei den gelagerten Testzellen ist eine Alterung nur bei der Umgebungstemperatur von 55 °C zu beobachten. Die Untersuchung von kalendarischer Alterung in Rahmen einer Bachelorarbeit von gelagerten Testzellen, die bei Raumtemperatur lagerten, ist nicht möglich, da die Alterung zu langsam abläuft.

Die EIS-Messungen zeigen für die Lithium-Eisenphosphatzellen eine klare Tendenz der Erhöhung des Realteils des Innenwiderstands über die Belastungsdauer.

Die beobachteten Messergebnisse sind stabil, aber wegen der geringen Stichprobengröße exemplarisch wenig aussagefähig.

Während der Versuchsreihe wurde nach 20 Wochen eine mechanische Verformung an den Lithium-Titanat-Testzellen beobachtet, die bei einer Umgebungstemperatur von 55 °C gelagert und zyklert wurden, erkannt. Eine Vergleichsfoto ist dem Anhang E zu entnehmen. Die Testzellen sind um ca. 0,3 - 0,5 cm dicker geworden. Aus Sicherheitsgründen wurde die Versuchsreihe unterbrochen. Der Grund dafür liegt vermutlich an der Umgebungstemperatur, die im zugelassenen Grenzbereich der LTO-Zelle lag, aber innerhalb des maximal zulässigen Temperaturbereichs. Es wird vermutet, dass bei der Zelle ein Verdampfen oder eine Zersetzung des Elektrolyten aufgetreten ist. Da die Verformung erst zum Abschluss der Messreihe auftrat, kann in dieser Arbeit keine Analyse vorgenommen werden.

6. Fazit

6.1. Zusammenfassung

Im Messzeitraum dieser Bachelorarbeit wurde ein starker Kapazitätsverlust an den Lithium-Eisenphosphat-Zellen von LiNANO beobachtet. Aus vorherigen Arbeiten der Arbeitsgruppe BATSEN und in der Literatur wurde eine stark beschleunigte Kapazitätsminderung von ca. 20 % beobachtet. Bei der LFP03 und LFP05 ist dies nicht der Fall. Der Grund dafür sind wahrscheinlich die reduzierten Tagesfahrzyklen nach Erreichen von 20 % Verlust, die zu einer differenzierten Belastung der Testzellen führte.

Laut Datenblatt der Lithium-Titanatzellen aus Anhang B.2 ist ein Kapazitätsverlust von ca. 10 % nach 10.000 Vollzyklen zu erwarten. Wird der Kapazitätsverlust der zyklisierten Zellen auf die Anzahl der umgesetzten Lade-Entlade-Vollzyklen gerechnet, erreicht die Testzelle der modellierte Batterie von 60 kWh nur 895 Vollzyklen mit einem Kapazitätsverlust von 3,87 %. Das entspricht nur ca. 8,9 % der angegebenen Zyklen des Herstellers und die Testzelle befindet sich erst in der Anfangsphase der Alterung.

Aus Kostengründen und dem resultierenden Batteriegewicht würde sich aus den Ergebnissen dieser Arbeit eine Empfehlung für eine ökonomische Lithium-Eisenphosphat-Batterie ergeben. Allerdings müssen hier noch die eventuell nichtlinear mit der Batteriekapazität steigenden Batteriekosten und das höhere Batteriegewicht berücksichtigt werden. Da die Lithium-Titanatzellen für höhere Ströme als bei Lithium-Eisenphosphatzellen ausgelegt sind, könnte aus Gewichtsgründen eine kleinere Batterie im Busbetrieb eingesetzt werden. Dabei ist zu beachten, dass der Strom der Pantographen wesentlich höher sein sollte.

Um die Aussage der vorgegebenen Grenze der Tagesrestkapazität nicht verletzen zu müssen, könnten die Pantographenströme unter Berücksichtigung eines verändertes Kapazitätsverlustes neu berechnet werden.

Aus eindeutig unterschiedlichem Ergebnissen vom LFP-Testzellen ist zu empfohlen, vor der Beschaffung von Batterien eine vergleichbare Untersuchung an Zellen verschiedener Hersteller durchzuführen.

6.2. Ausblick

Bei dieser Bachelorarbeit war es möglich, die Zyklierung von nur vier Zellen gleichzeitig durchzuführen. Für eine ausreichende Statistik, muss das Experiment mehrmals bei gleichen Bedingungen wiederholt werden. Dies war im Rahmen dieser Arbeit aber nicht möglich.

Um eine deutlichere Aussage über einen Temperatureinfluss für die Alterung zu treffen, muss das Experiment unter verschiedenen Temperaturen mit der gleichen Anregung bei mehreren Testzellen durchgeführt werden.

Die in dieser Arbeit angewendete Tageszyklus hat eine Reserve am Ende des Tages bezüglich der Nenndaten der Zellen von 20 %. In der Realität soll ein größerer Spielraum berücksichtigt werden, um bei Verkehrsbehinderungen eine ausreichende Energiemenge zur Verfügung zu haben.

Auch aus dem Grund, dass der Busbetrieb bei verschiedenen Umgebungstemperaturen stattfindet, ist es sinnvoll, einen Test mit Batteriezellen bei niedrigen Temperaturen durchzuführen. Aus der Literatur ist bekannt, dass eine Nutzung der Lithium-Ionen-Batterien bei negativen Temperaturen zur irreversiblen Zerstörung der Batteriezellen führt.

Tabellenverzeichnis

3.1. Koeffizienten	21
3.2. Vergleich von Batteriezellen anhand der Nenndaten	23
3.3. Bezeichnung der Testzellen	28
3.4. Einsetzbare Batteriegrößen und deren Bezeichnung	32
3.5. Berechnung der wesentlichen Daten für zwei verschiedene Batteriegrößen .	40
3.6. Berechnung der wesentlichen Daten für zwei verschiedene Batteriegrößen .	41
5.1. Kapazitätsabweichungen der Testzellen	60
5.2. Kapazitätsänderungen der gelagerten Testzellen über dem gesamten Messzeitraum	64
5.3. Kapazitätsänderungen der zyklerten Lithium-Titanat-Testzellen über dem gesamten Messzeitraum. (Fehlerhafte Messungen sind rot gekennzeichnet) . .	66
5.4. Kapazitätsänderungen der zyklerten Lithium-Eisenphosphat-Testzellen über dem gesamten Messzeitraum (Fehlerhafte Messungen sind rot gekennzeichnet. Grau ist die Reduzierung auf sechs Fahrten pro Tag gekennzeichnet. Braun ist die Reduzierung auf fünf Fahrten pro Tag gekennzeichnet).	67

Abbildungsverzeichnis

2.1. Vergleich zwischen unterschiedlichen Energietechnologien. Entnommen aus [14]	11
2.2. Potential in Bezug zur Kapazität von negativen und positiven Aktivmaterialien. Entnommen aus [18, S.295]	12
2.3. Batterieeigenschaften nach gewähltem Kathodenmaterial. Entnommen aus [17, S.18]	13
2.4. Modell der Lithium-Ionen-Batterien. Entnommen aus [13]	14
2.5. Batterietechnologie mit deren Entladetiefen vs. Durchsatz der Nennkapazität [18, S.224]	15
2.6. Zyklenzahl und der Temperatur in Abhängigkeit von der Entladetiefe. Entnommen aus [18, S.363]	16
2.7. Verwendete Geräte: 1 - Temperaturkammer, 2 - Impedanzspektrum-Analysator, 3 - Zellentester von Digatron	17
3.1. Messaufbauskitze zur Kalibrierung von Temperatursensoren	19
3.2. Temperaturverlauf von vier Temperatursensoren	20
3.3. Abweichungen der Temperatursensoren	21
3.4. Temperaturverlauf der Sensoren nach der Korrektur	22
3.5. Kalendarische Alterung unter Temperatureinfluss und den Ladezustand der Batterie. Entnommen aus [22]	25
3.6. Kalendarische Alterung unter Temperatureinfluss. Entnommen aus [15, S.29]	26
3.7. Darstellung von Testfahrtdaten	29
3.8. Darstellung der Batteriestromes	31
3.9. C-Rate-Darstellung	34
3.10. Kapazitätsverbrauch über die Fahrstrecke	35
3.11. Anregungsströme für modellierte Batteriezellen	37
4.1. Messaufbau der Sicherheitskonzept: 1-Sandkiste, 2-Gitter, 3-Metallboxen mit Testzellen, 4-Abluftkanal	43
4.2. Das Zyklieprogramm LTO03_120kWh_1 für die Lithium-Titanatzelle mit der Battery Manager Workstation	45
4.3. Das Zyklieprogramm LTO04_60kWh_1 für die Lithium-Titanatzelle mit der Battery Manager Workstation	48

4.4. Das Zyklrierprogramm LFP03_120kWh_1 für die Lithium-Eisenphosphatzelle mit der Battery Manager Workstation	49
4.5. Das Zyklrierprogramm LFP04_60kWh_1 für die Lithium-Eisenphosphatzelle mit der Battery Manager Workstation	52
4.6. Tagesverlauf der Stromwerten für LTO03, LTO04, LFP03 und LFP04	53
4.7. Das Messprogramm LTO_Cmeas für die Lithium-Titanatzelle mit der Battery Manager Workstation	54
4.8. Das Zyklrierprogramm LFP_Cmeas für die Lithium-Eisenphosphatzelle mit der Battery Manager Workstation 4	56
4.9. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle vor und nach der Alterung. Entnommen aus [25, S.79]	57
5.1. Kapazitätsverbrauch aller Testzellen während des Tageszyklus	59
5.2. Temperaturverläufe aller Testzellen während des Wochenzyklus	61
5.3. Strom- und Temperaturverlauf bei der 60 kWh modellierten Batterie	62
5.4. Kapazitätsänderung der gelagerten Testzellen in Prozent in Abhängigkeit von Dauer	64
5.5. Kapazitätsänderung der Testzellen in Abhängigkeit von Fahrzyklen ((*)-fehlerhafte Messungen die Aufgrund der Ausfall von Zyklriergerät)	68
5.6. Kapazitätsänderung der Testzellen in Prozent in Abhängigkeit der Lade-Entlade-Vollzyklen	69
5.7. Kapazitätsänderung der gelagerten und zyklerten Lithium-Eisenphosphat-Testzellen	70
5.8. Kapazitätsänderung der gelagerten und zyklerten Lithium-Titanat-Testzellen	71
5.9. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP03 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnisse wurde die Intensität der Graustufen geändert	72
5.10. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP03 in Abhängigkeit vom Alterungszustand. Die Abweichung der ersten Messung ist im Kapitel 5.3.2 Kapazitätsmessungen an den zyklerten Testzellen erklärt	73
5.11. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP03 in Abhängigkeit von Fahrzyklen	74
D.1. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP01 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	97
D.2. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP01 in Abhängigkeit von Alterungszustand	98

D.3. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP01 in Abhängigkeit von gelagerte Tage	99
D.4. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP02 nach den wöchentlichen Lagerungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	100
D.5. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP02 in Abhängigkeit von Alterungszustand	101
D.6. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP02 in Abhängigkeit von gelagerte Tage	102
D.7. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP04 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	103
D.8. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP04 in Abhängigkeit von Alterungszustand	104
D.9. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP04 in Abhängigkeit von Fahrzyklen	105
D.10. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP05 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	106
D.11. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP05 in Abhängigkeit von Alterungszustand	107
D.12. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP05 in Abhängigkeit von Fahrzyklen	108
D.13. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO01 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	109
D.14. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO01 in Abhängigkeit von Alterungszustand	110
D.15. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO01 in Abhängigkeit von gelagerte Tage	111
D.16. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO02 nach den wöchentlichen Lagerungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	112
D.17. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO02 in Abhängigkeit von Alterungszustand	113

D.18. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO02 in Abhängigkeit von gelagerte Tage	114
D.19. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO03 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	115
D.20. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO03 in Abhängigkeit von Alterungszustand	116
D.21. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO03 in Abhängigkeit von Fahrzyklen	117
D.22. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO04 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.	118
D.23. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO04 in Abhängigkeit von Alterungszustand	119
D.24. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO04 in Abhängigkeit von Fahrzyklen	120
E.1. Foto einer neuen Lithium-Titanatzelle	121
E.2. Foto einer aufgeblähten Lithium-Titanatzelle	121

A. Aufgabenstellung



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Department Informations- und Elektrotechnik
Prof. Dr.-Ing. Karl-Ragnar Riemschneider

3. August 2016

Bachelorarbeit: Eugen Weizel

Prüfstandserprobung von Antriebsbatterien unter dem Lastprofil von E-Bussen - Vergleich von LTO- und LFP-Zellen

Motivation

In der Forschungsgruppe Batteriesensoren an der HAW Hamburg werden Lithiumbatterien in verschiedenen Einsatzbereichen untersucht. Das Langzeitverhalten von Batterien ist von sehr hohem Interesse, da es direkt die Lebensdauerkosten beeinflusst. Hierfür werden sie auf einem Laborprüfstand mit gespeicherten Lade- und Lastverläufen zyklisiert, welche typischen Profilen der Anwendung entsprechen.

Bei der Hamburger Hochbahn als E-Bus-Betreiber besteht aktuell große Interesse an Lebensdauerabschätzungen unter den spezifischen Betriebsprofilen und den entsprechenden Batteriebelastungen.

Ziel der Arbeit ist es daher, das Verhalten und die Alterung von Batterien bei unterschiedlichen Belastungen sowie Unterschiede zwischen Batterietechnologien (Lithiumtitanat, Lithiumeisenphosphat) zu untersuchen.

Aufgabe

Herr Weizel erhält die Aufgabe, für Elektrobusse ein typisches Betriebsprofil im automatisierten Prüfstand zu realisieren und dieses experimentell auf die zu vergleichenden Batteriezellen anzuwenden. Dabei werden an den Batteriezellen Lade- und Entladevorgänge mit unterschiedliche Lade- und Entladeraten (C-Raten) durchgeführt. Beim Zyklrierbetrieb sind kontinuierlich Messwerte wie Zellspannung, Strom und Temperatur aufzuzeichnen. Außerdem sind wöchentliche Kapazitätsmessungen halbautomatisch durchzuführen. Die Untersuchungen sollen Lithium-Eisenphosphatzellen (Li-FePO₄) und Lithium-Titanatzellen (Li₄Ti₅O₁₂) umfassen. Hierbei ist eine erhöhte Temperatur auf die Batterien im Temperaturschrank anzuwenden, um die Alterung zu beschleunigen. Diese Beschleunigung ist quantitativ abzuschätzen.

Gliederung

Die Aufgabe der Bachelorarbeit gliedert sich wie folgt:

- 1) **Analyse der Rahmenbedingungen und Vorarbeiten**
 - Einarbeitung in die Thematik durch Recherche und Literaturarbeit
 - Einarbeitung in den Labor-Prüfstandsystem
 - Ermitteln der technischen Daten und Betriebsabläufe von Elektrobussen
- 2) **Prüfstandsrealisierung eines Belastungsprofiles aus Fahrdaten**
 - Auswahl und Programmierung eines vereinfachten Fahrdatensatzes
 - Inbetriebnahme und Überwachung des Prüfstandes
 - Datenbankfassung der Messwerte
 - Unterstützungsprogram der halbautomatischen Kapazitätbestimmung mit dem Zyklriersystem

3) Konzeption und Messplanung der Zyklierexperimente

- Anwendung eines Umrechnungsmodells auf kleinere Batterien bzw. Einzelzellen, zur Abbildung von Bus-Antriebsbatterien verschiedener Kapazität über die C-Rate
- Umsetzung des Schnellalterungskonzepts durch Temperatur-Erhöhung und Abschätzung der Alterungsbeschleunigung
- Aufstellen eines Messplans für das Langzeitexperiment unter Abwägung von Zeitaufwand und bestmöglichem Erkenntnisgewinn

4) Durchführung der Zyklierexperimente mit den Batterieprüfstand

- Installation am Zykliersystem und geschützte Montage der Zellen im Temperaturschrank
- Durchführung und laufende Überwachung der Versuchsreihe
- Direkte und laufende Vorprüfung der Versuchsdaten
- Korrektur / Anpassung des Messplans falls erforderlich und sinnvoll
- Begleitende periodische Messung des Elektrochemischen Impedanzspektrums
- Bestimmung der verbleibenden Kapazität (SOH) über einen Vollzyklus (wöchentlich)

5) Auswertung Zyklierexperimente

- Darstellung des Langzeitverhaltens und Plausibilitätsprüfungen
- Darstellung, Erläuterung und Interpretation ausgewählter Details
- Vergleichend und bewertende Diskussion der Ergebnisse hinsichtlich der Batteriealterung
- Ableitung von quantitativen Abschätzungen in Hinblick den Busbetreiber

6) Zusammenfassung und Fazit

- Bewertung, Kritik und Vorschläge zum durchgeführten Experiment
- Erfassung von Vorschlägen für eine batterieoptimierte Betriebsführung
- Formulierung von Vorschlägen für Batterieentscheidungen aus Anwendersicht

Dokumentation

Die Vorarbeiten und die kommerziellen Unterlagen sind zielgerichtet zu recherchieren. Die gewählte Lösungen sind gut nachvollziehbar zu dokumentieren. Die gesetzten Rahmenbedingungen und wesentlichen Entwurfsentscheidungen sollen beschrieben werden. Die Ergebnisse sind systematisch zu erfassen und anschaulich-grafisch auszuwerten.

B. Datenblätter

B.1. Datenblatt: Testzelle A123 ANR26650M1-b

+ Nanophosphate® High Power Lithium Ion Cell ANR26650M1-B



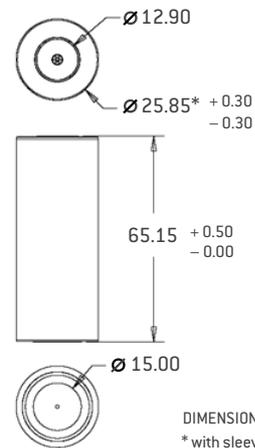
KEY FEATURES AND BENEFITS

- + Excellent abuse tolerance and superior cycle life from A123's patented Nanophosphate® lithium ion chemistry
- + High power with over 2,600 W/kg and 5,800 W/L, 10 seconds, 50% SOC
- + High usable energy over a wide state of charge (SOC) range



ANR26650M1-B Cell Specifications

Cell Dimensions (mm)	Ø26 x 65
Cell Weight (g)	76
Cell Capacity (nominal/minimum, Ah)	2.5/2.4
Voltage (nominal, V)	3.3
Internal Impedance (1kHz AC typical, mΩ)	6
HPPC 10 Sec Discharge Pulse Power 50% SOC	200 W
Recommended Standard Charge Method	1C to 3.6V CCCV, 45 min
Recommended Fast Charge Method to 80% SOC	4C to 3.6V CC, 12 min
Maximum Continuous Discharge (A)	70
Maximum Pulse Discharge (10 seconds, A)	120
Cycle Life at 10C Discharge, 100% DOD	>1,000 cycles
Operating Temperature	-30°C to 55°C
Storage Temperature	-40°C to 60°C



DIMENSIONS IN MM
* with sleeve 25.96
+/- 0.50 mm

APPLICATIONS

Transportation



Advanced energy storage for electric drive vehicles

Commercial



Enabling next-generation commercial products

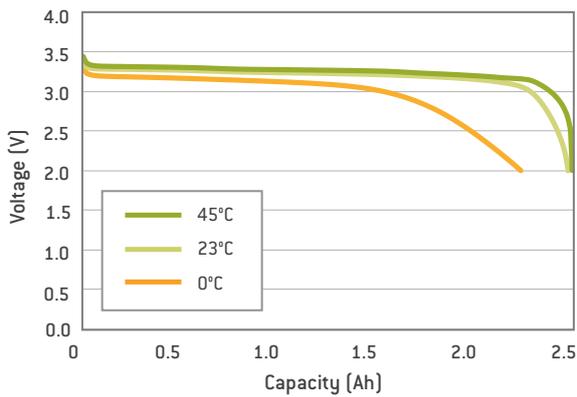
Electric Grid



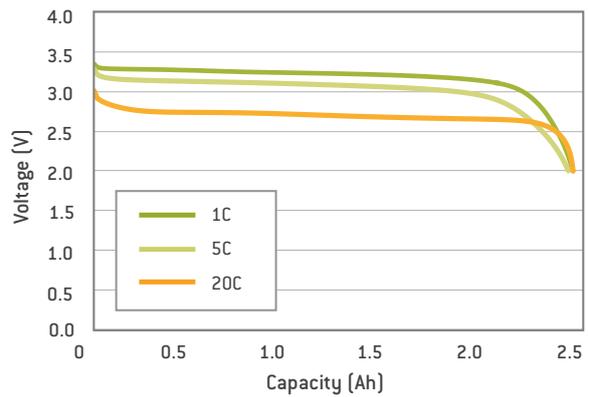
Dynamic energy solutions for a smarter grid

+ Nanophosphate[®] High Power Lithium Ion Cell ANR26650***m1-B***

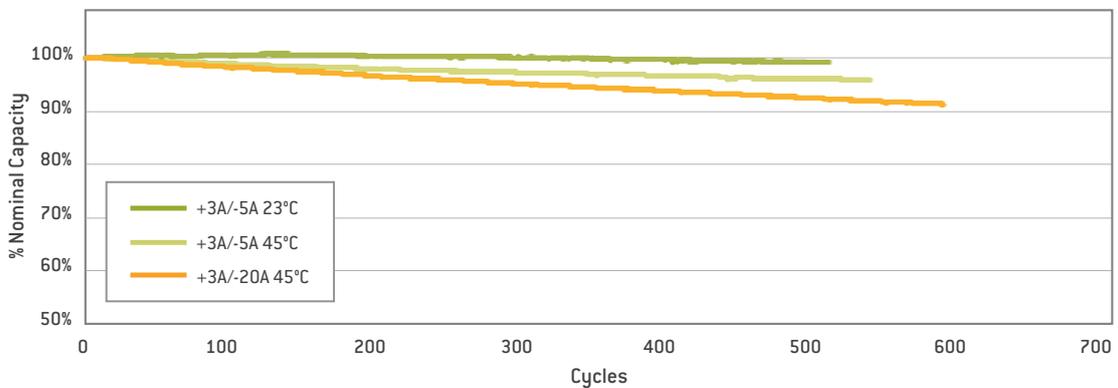
1C Discharge Characteristics at High and Low Temperatures



Discharge Characteristics at 23°C



Cycle Life Performance, 100% DOD, Various Temperatures and Discharge Rates



Preliminary Specifications. Performance may vary depending on use conditions and application.
 A123 Systems makes no warranty explicit or implied with this datasheet. Contents subject to change without notice.

CORPORATE HEADQUARTERS
 A123 Systems, Inc.
 200 West Street
 Waltham, MA 02451
 (617) 778-5700
www.a123systems.com



©2011 A123 Systems, Inc. All rights reserved.
 MD100113-01

B.2. Datenblatt: Testzelle TOSHIBA SCiB



TOSHIBA
Leading Innovation >>>

Rechargeable Battery

20 Amp Hour Cell

Cell Specifications

Nominal Capacity	20 Ah
Nominal Voltage	2.3 V
Weight	510 g
Energy / Weight	90 Wh/kg
Energy / Volume	177 Wh/L
Impedance (AC, 1kHz)	0.53 mΩ
Operating Voltage	1.5 to 2.7 V
Operating Temperature	-30° to 55°C
Charging Method	CC-CV

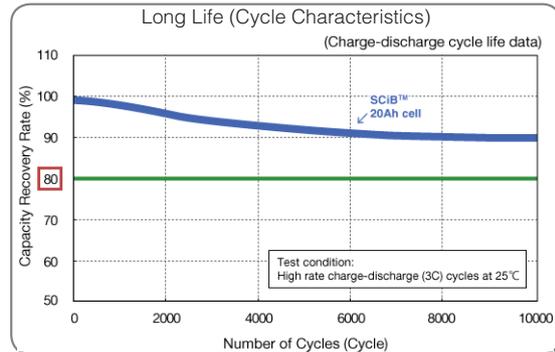
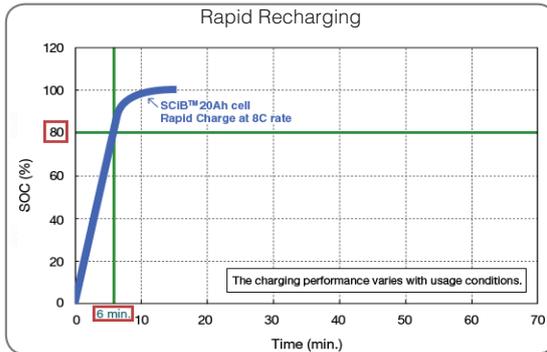


- ▶ **Long Life Cycle Characteristics** – Exceptional long life is achieved by using new oxide-based materials. Capacity loss after 10,000 charge-discharge cycles is less than 20%.
- ▶ **Inherently Safe** – The battery's advanced safety features include Toshiba's proprietary lithiumtitanate technology which prevents thermal runaway.
- ▶ **Fast Charge Rates** – It takes only 6 minutes to charge from SOC 0% to 80%, SCiB batteries increase customer up-time and productivity and enable efficient capture of regen energy.
- ▶ **High Output Performance** – SCiB batteries offer a power density nearly equivalent to that of ultra-capacitors. This ensures sufficient power output (160 A continuous) for high power application needs.
- ▶ **Superb Temperature Performance** – SCiB provides sufficient discharge capacity at various temperatures ranging from ice-cold -30°C up to 55°C. This makes SCiB suitable for applications in wide ranging temperatures.
- ▶ **Production** – Producing the batteries on a state-of-the-art automated high volume production line ensures that the customer receives the highest quality battery and stable supply to meet the most demanding application needs.

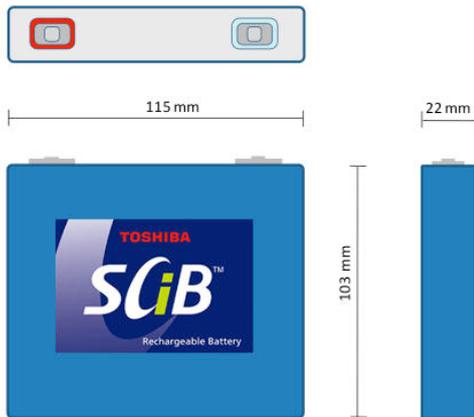


Rechargeable Battery

20 Amp Hour Cell



Technical data shown above is not intended as a guarantee of performance. Specifications are subject to change, as improvements are made, without prior notice.
 *Conventional lithium ion battery means lithium ion battery that can be purchased on the consumer market as of February 2012. The displayed data is from actual measurements carried out by Toshiba.



Common Applications Include:

- ▶ HEV, PHEV, & EV
- ▶ Solar Power Generation, Wind Power Generation, & Grid Storage
- ▶ Forklifts/Automated Guide Vehicles
- ▶ Mobile Medical Equipment
- ▶ Uninterruptible Power Systems
- ▶ Electric Bicycles, Motorcycles, & Scooters



© 2014 Toshiba International Corporation - Industrial Division
 13131 West Little York Road, Houston, Texas 77041 USA
 Tel +713-466-0277 US 1-800-231-1412
 Canada 1-800-872-2192 Mexico 01-800-527-1204
 Rev. 140116

www.toshiba.com/scib
www.scib.jp/en
www.toshiba-smartcommunity.com/en/smart-grid/battery

TOSHIBA
 Leading Innovation >>>

B.3. Datenblatt: Testzelle LiNANO Headway 40152SE

LiNANO® 15 Ah 3,2V 10C Headway 40152SE, Lipopower, LiNANO <http://shop.lipopower.de/LiNANOZ-15-Ah-32V-10C-Headway-40152SE>

LiNANO® 15 Ah 3,2V 10C Headway 40152SE

sofort verfügbar

ArtikelNr.: SL-FHWE15
 Versandgewicht: 0,60 kg
 Artikelgewicht: 0,48 kg



Kunststoffhalter

- keine
- Halter 2-fach » + 0,85 €

Zellenverbinder

- keine
- Verbinder 2-Loch (Kupfer vernickelt) » + 0,90 €
- Verbinder 2-Loch Eisen vernickelt » + 0,55 €

Hersteller: Lipopower ([Weitere Artikel von Lipopow](#))

Kategorie: [Headway](#)

LiNANO 15 Ah 3,2V LiFepo-Rundzelle für hohe Lasten

SL-FHW-40152SE Headway

Die Zellen werden immer auf Unversehrtheit und auf korrekte Spannung überprüft.

Bitte beachten ! Dieser Artikel hat Optionen.

Zur Bestellung bitte die entsprechende Option auswählen, damit der Bestellvorgang fortgesetzt werden sollte sich Ihre gewünschte Menge nicht in den Warenkorb legen lassen, rufen Sie uns bitte an.

Je nach gewählter Option ändert sich der Preis nach oben !

Kapazität: 15Ah
 Nominale Spannung: 3,2V
 Ladeschluss Spannung: 3,65V
 Entladeschluss Spannung: 2,5V
 Dauer Entladestrom: 5C
 max. Peak Entladestrom: 10C
 max. Ladestrom: 3C
 Ladeart: CC/CV
 Ladezyklen 100% DOD: 1500 bei 1C
 Ladezyklen 80% DOD: 2000 bei 1C

Innenwiderstand: < 5 mOhm (3,9-4,4 lagernd)
 Gewicht: ca. 478g mit Schrauben
 Format: 40mm rund, 165mm Länge ohne Schrauben
 Format mit optionalen Haltern: 182 x 44 x 44 mm

Lieferumfang: 1 Zelle mit Schraubanschluss

	48	Wh
	100	Wh / kg
	251	Wh / ltr.
	480	Watt max.

Technische Änderungen vorbehalten

Die Angaben sind vom Hersteller.

An den Zellen ist an jedem Pol eine Schraube M6 mit Unterlegscheibe und Sicherungsring angebracht.

Zellen niemals direkt aneinander stossen lassen, Montage-Distanz mind. 0,5mm

oder die passenden Zellenhalter verwenden.

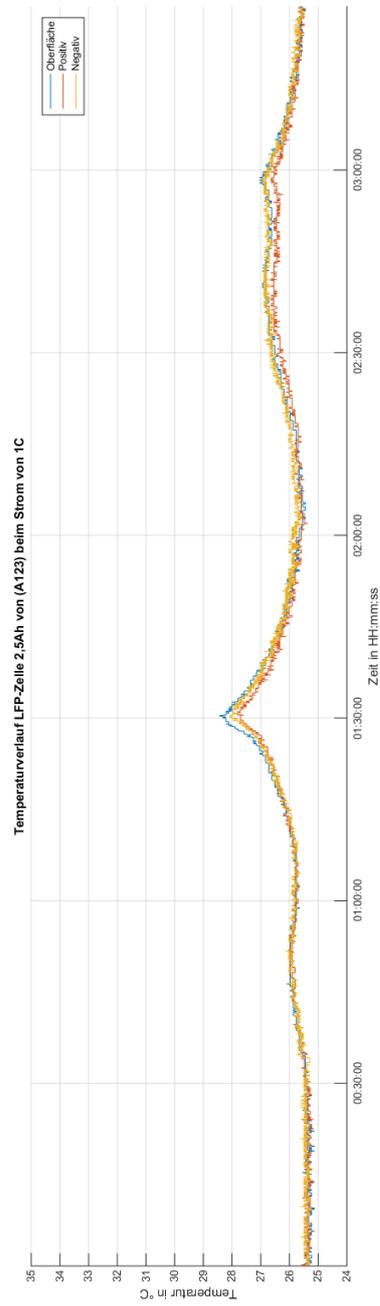
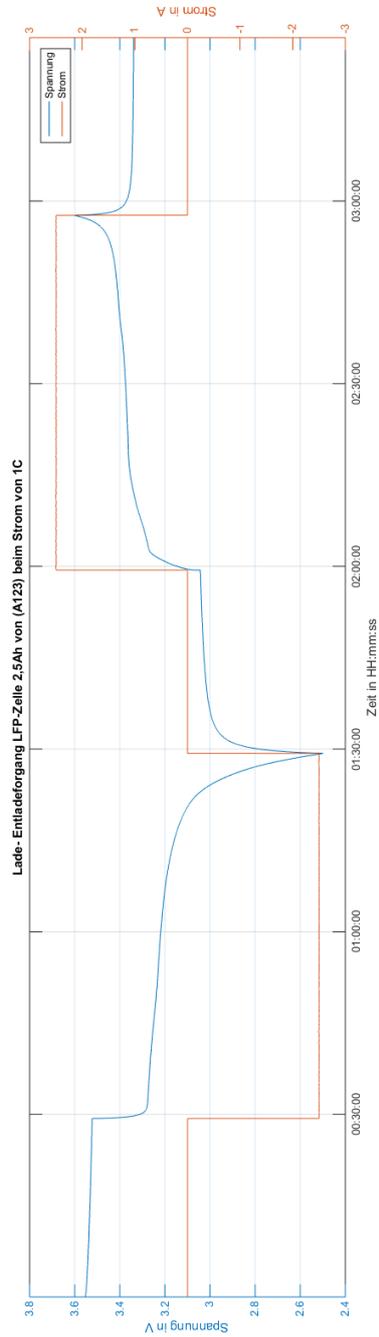
Anziehen der Pol-Schrauben mit max 5Nm.

Ab >7Nm drehen sich die Pluspole mit.

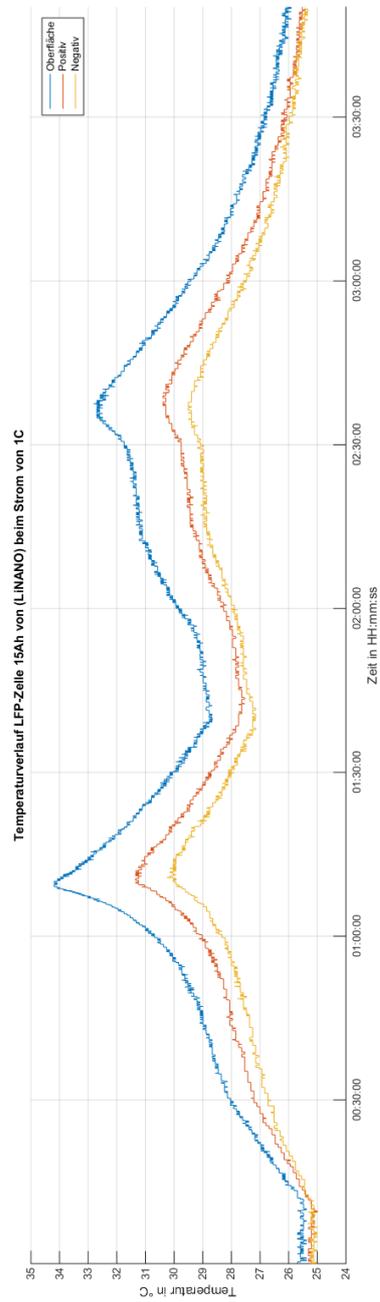
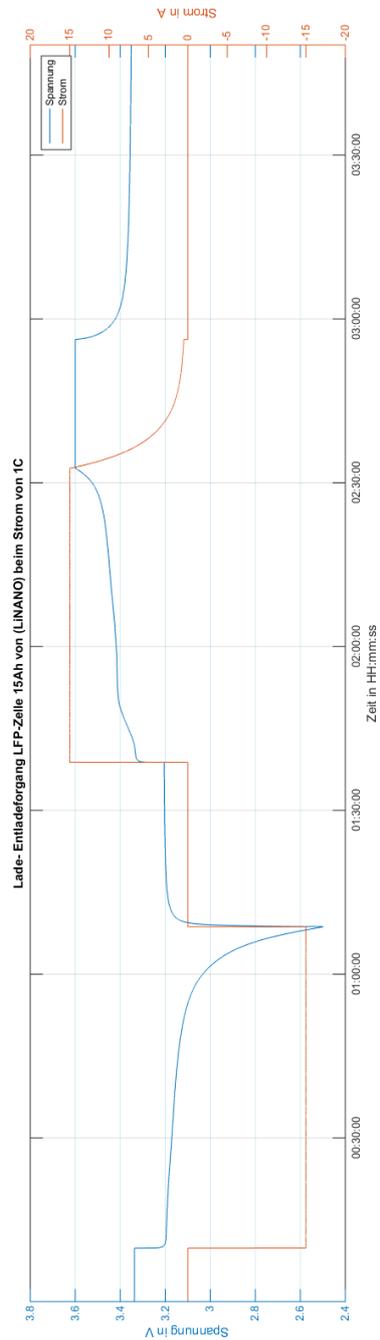
Wir liefern auf Wunsch auch optional für den Plus-und Minus-Anschluss passende M6 Messing/vernickelte Gewindestücke mit Kontermutter.

C. Temperaturverlauf an der Batteriezellen

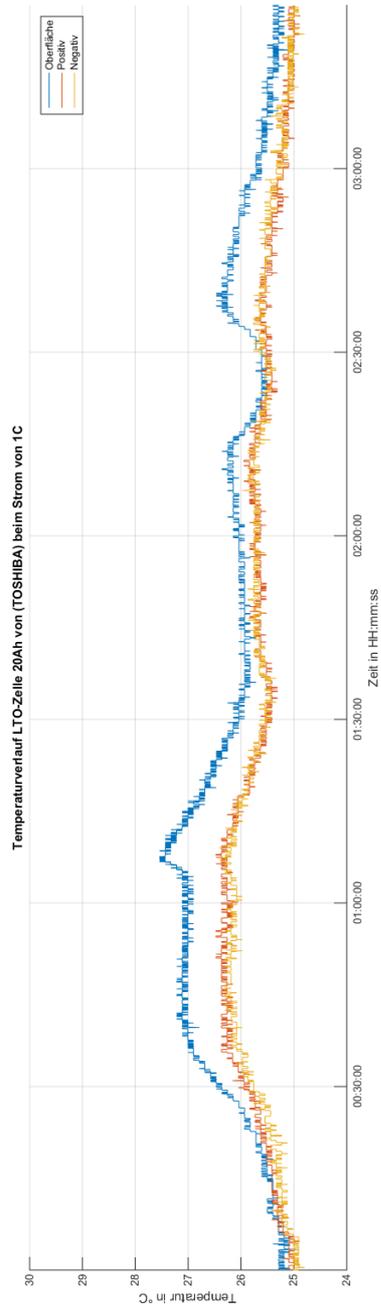
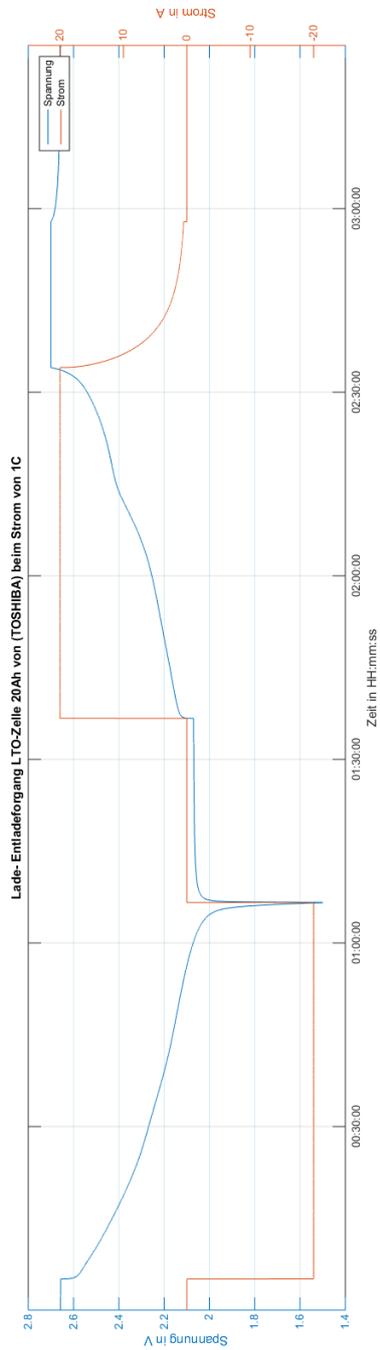
C.1. Temperaturverlauf einer LFP-Batteriezelle von A123



C.2. Temperaturverlauf einer LFP-Batteriezelle von LiNANO



C.3. Temperaturverlauf einer LTO-Batteriezelle von TOSHIBA



D. Elektrochemische Impedanzspektroskopie

D.1. EIS-Messungen von Testzelle LFP01

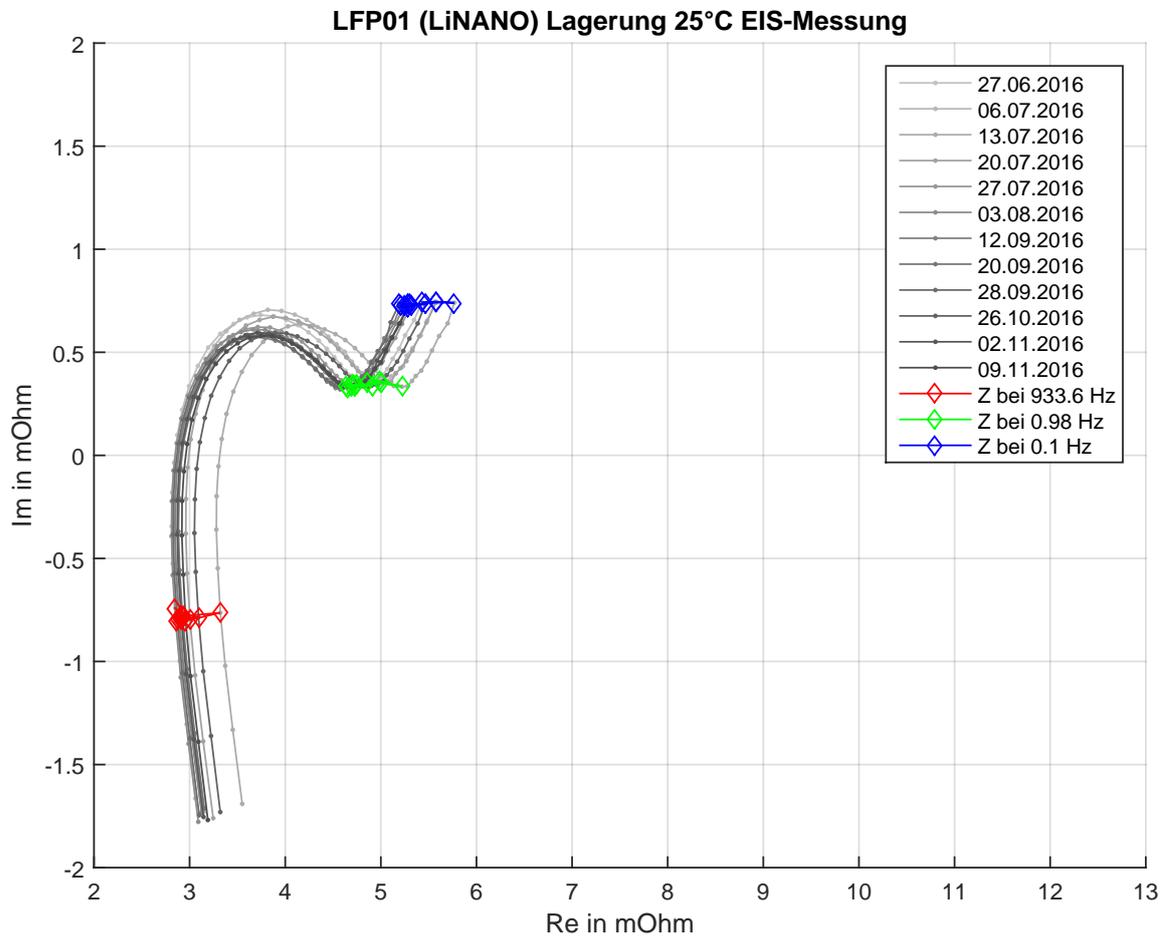


Abbildung D.1.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP01 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnisse ist die Intensität der Graustufen geändert.

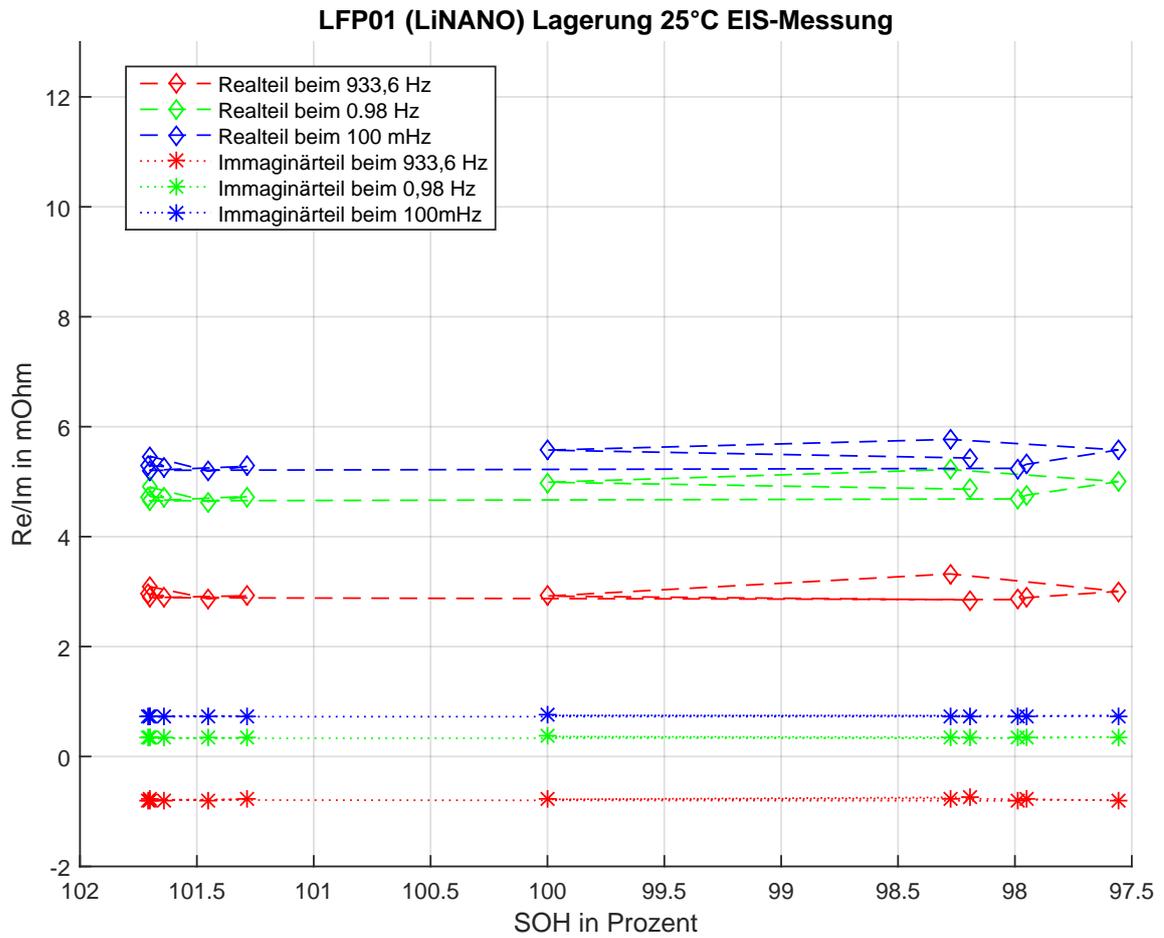


Abbildung D.2.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP01 in Abhängigkeit von Alterungszustand

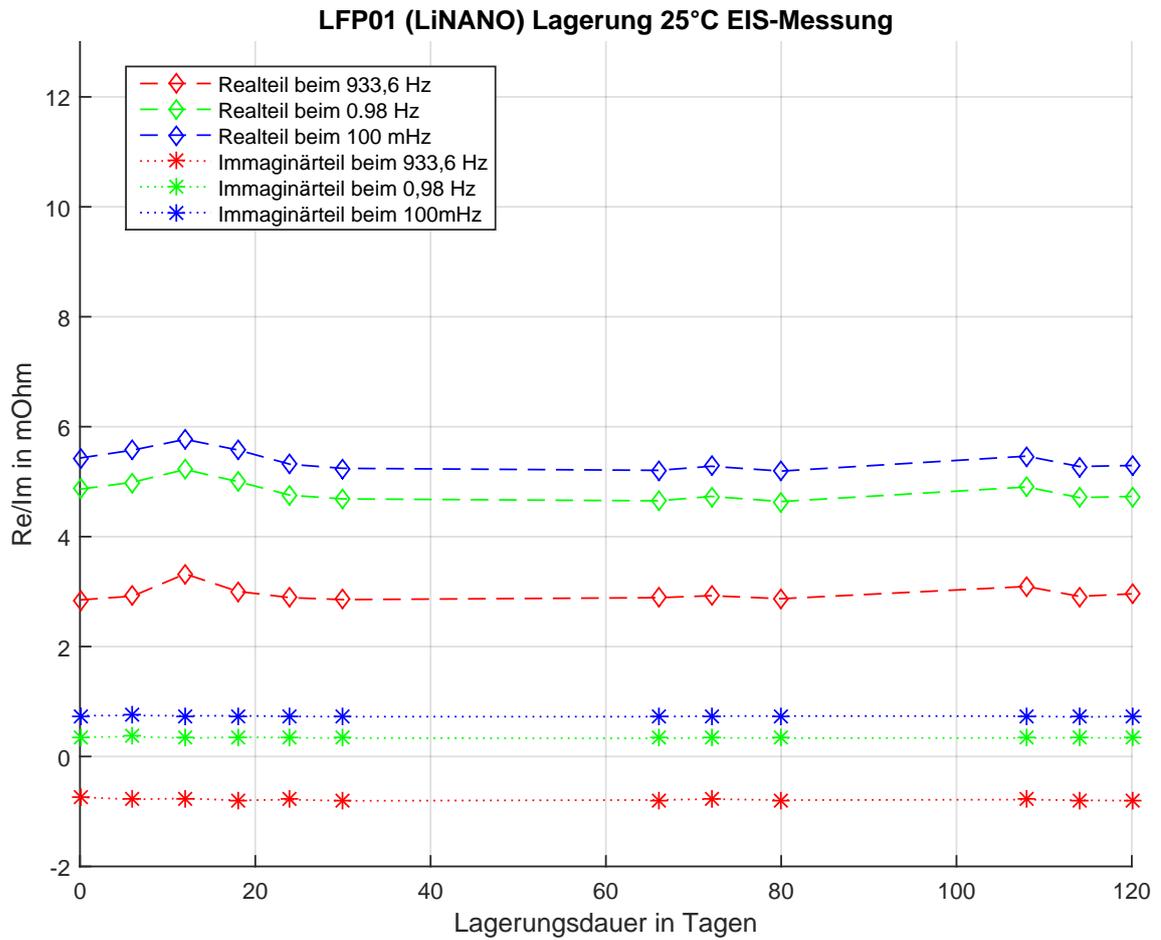


Abbildung D.3.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP01 in Abhängigkeit von gelagerte Tage

D.2. EIS-Messungen von Testzelle LFP02

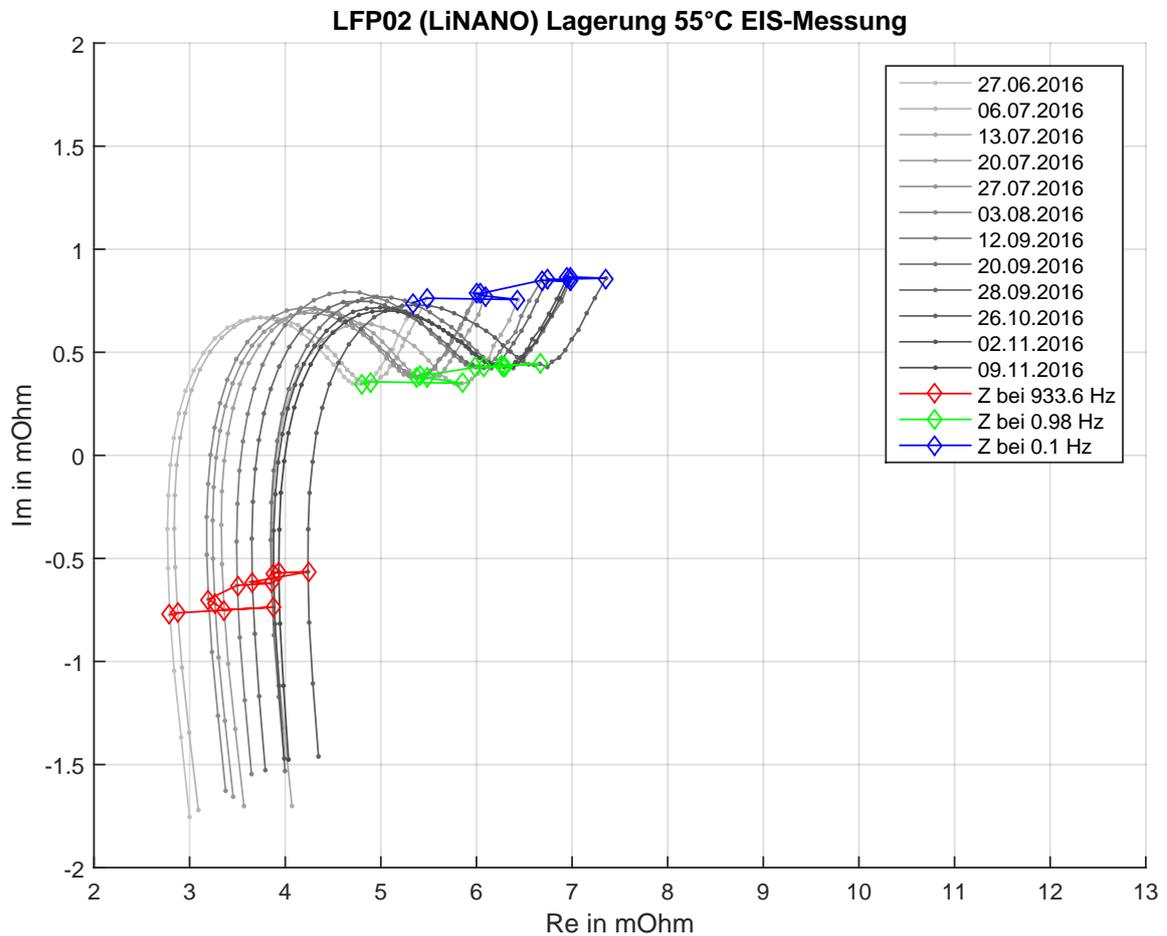


Abbildung D.4.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP02 nach den wöchentlichen Lagerungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnisse ist die Intensität der Graustufen geändert.

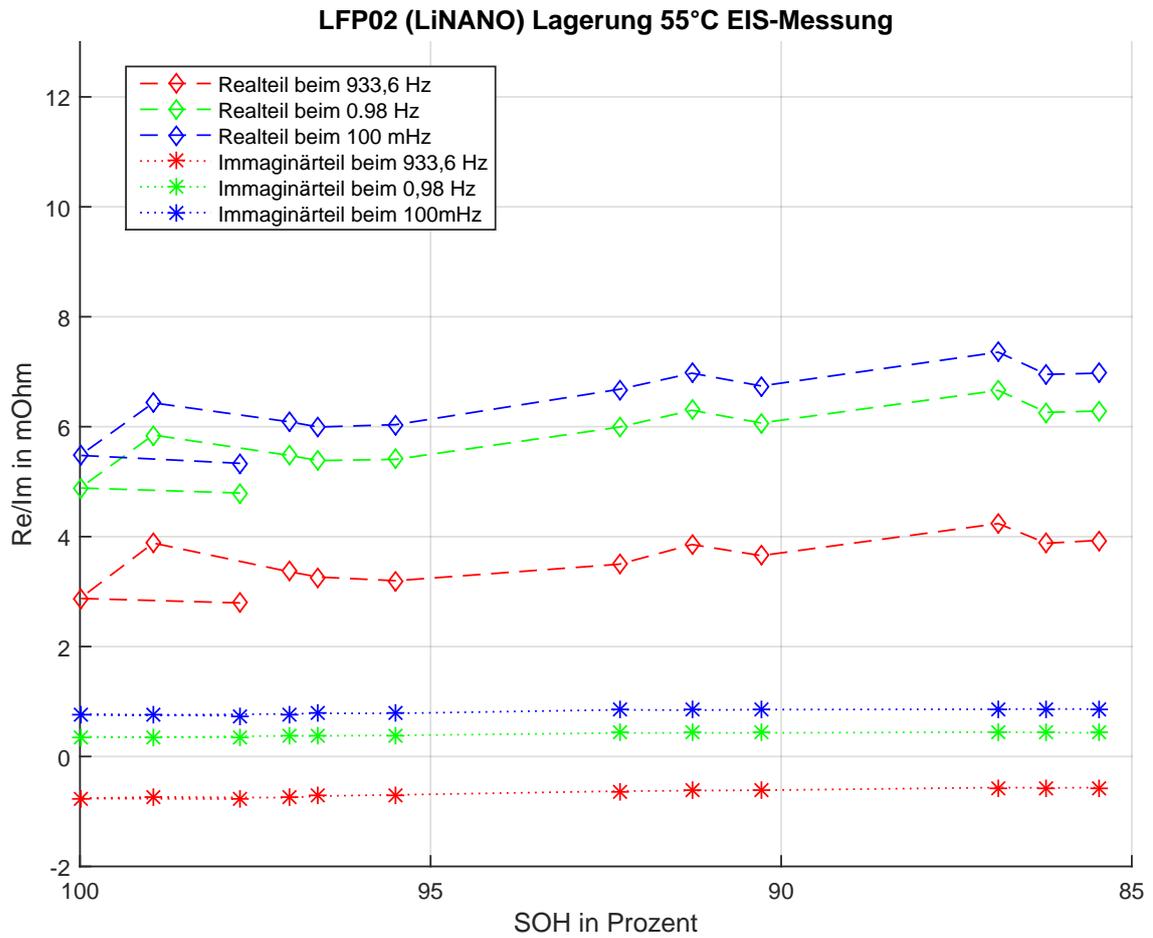


Abbildung D.5.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP02 in Abhängigkeit von Alterungszustand

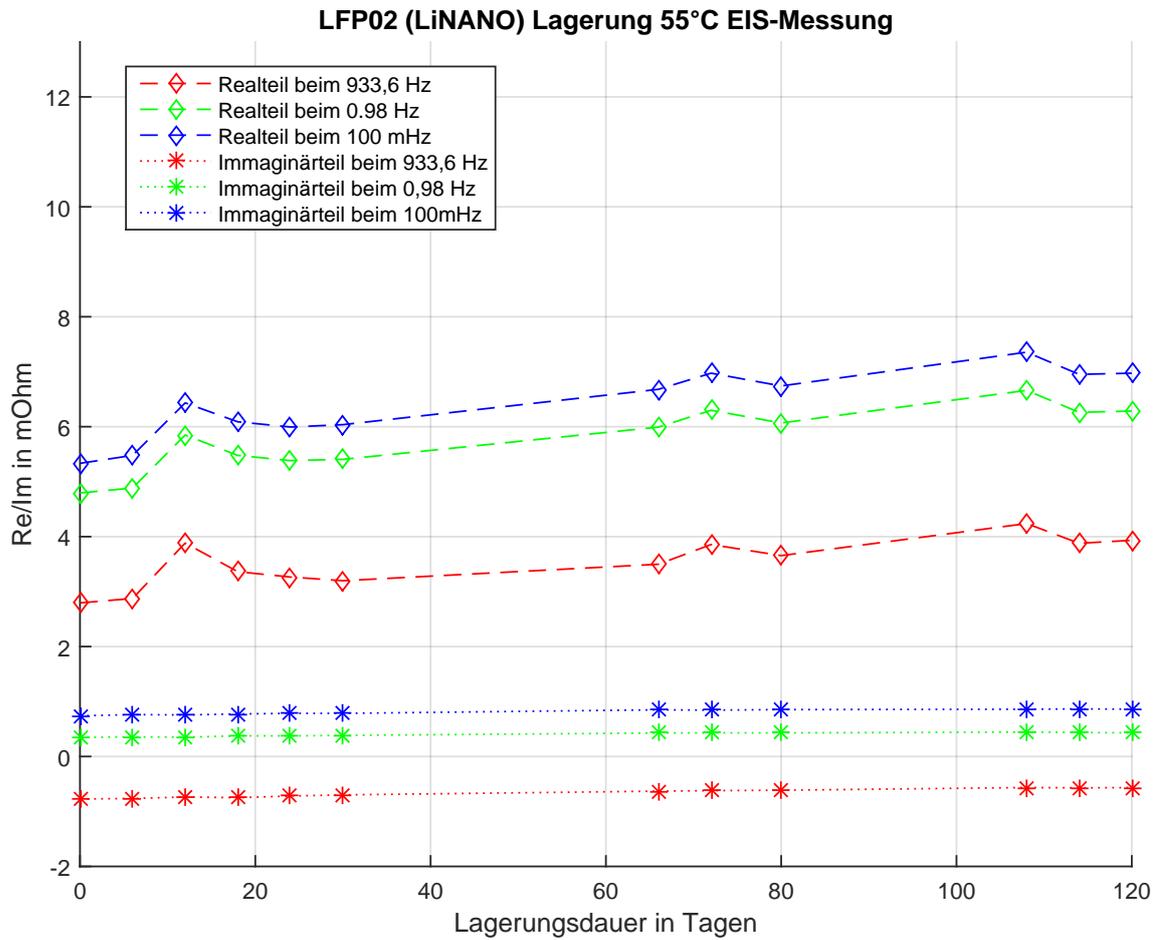


Abbildung D.6.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP02 in Abhängigkeit von gelagerte Tage

D.3. EIS-Messungen von Testzelle LFP04

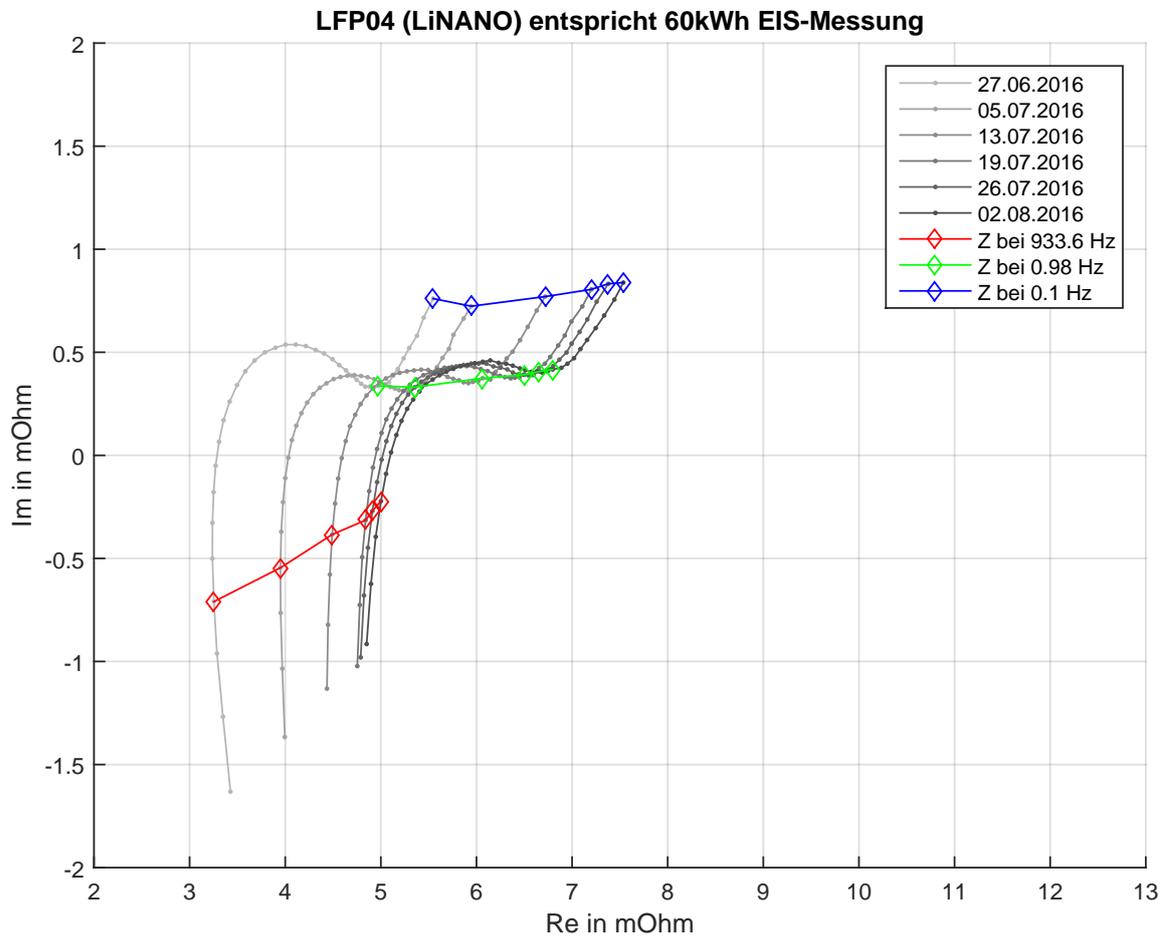


Abbildung D.7.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP04 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.

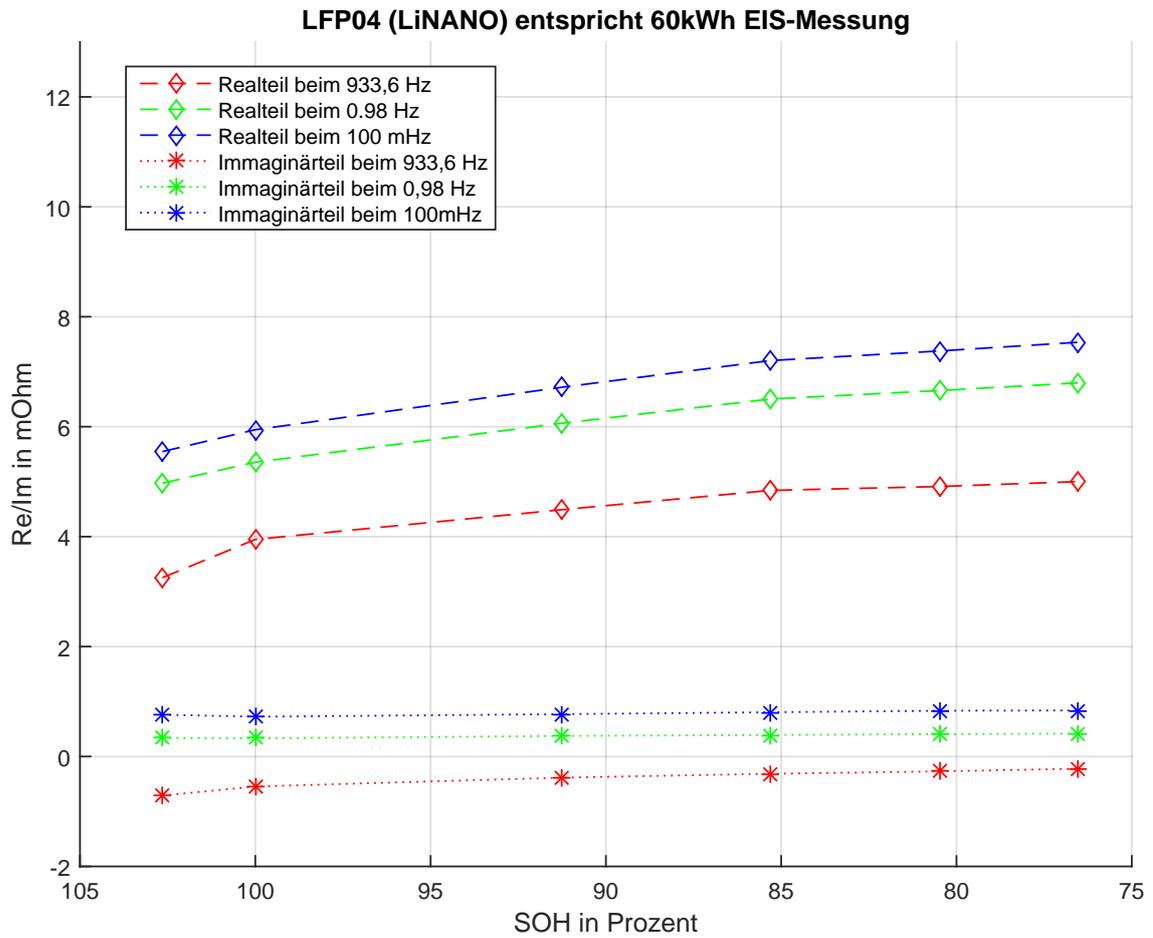


Abbildung D.8.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP04 in Abhängigkeit von Alterungszustand

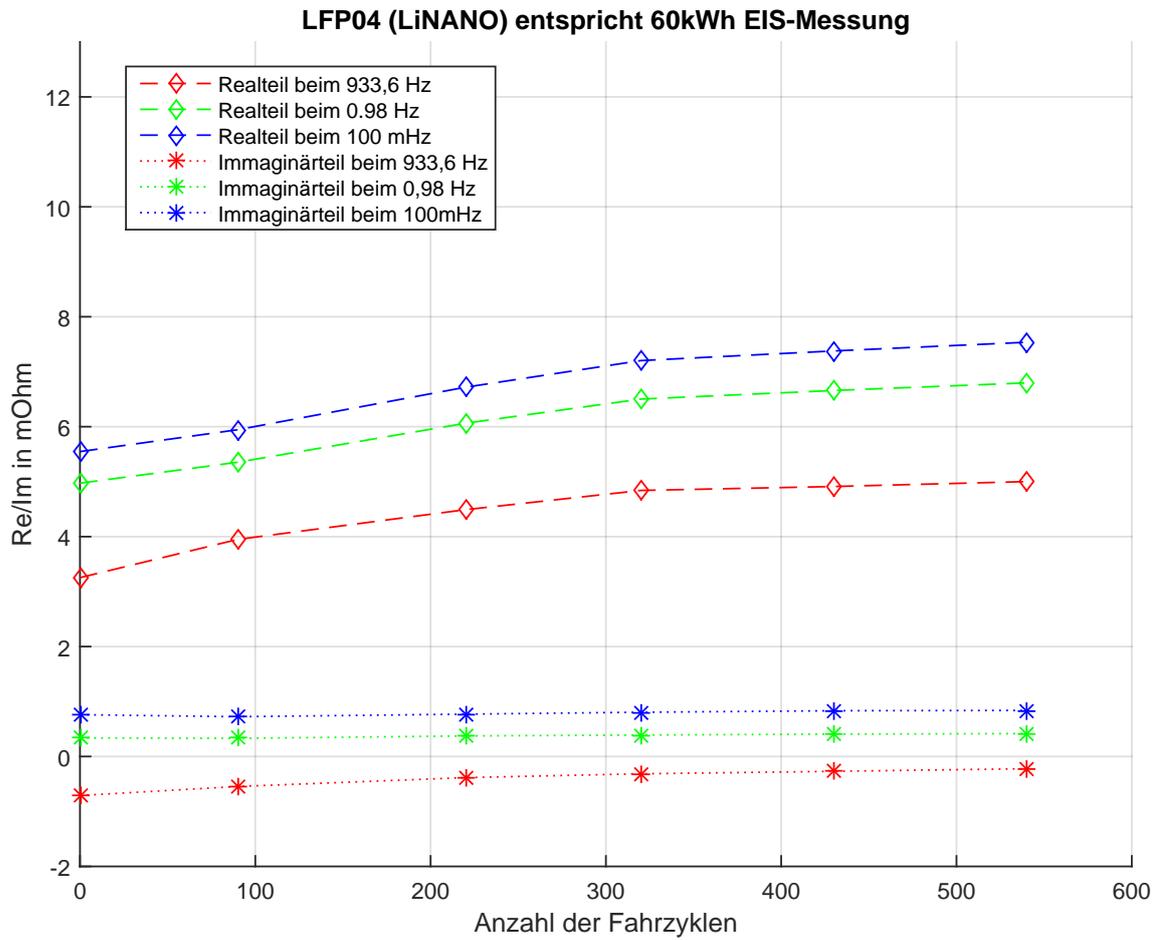


Abbildung D.9.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP04 in Abhängigkeit von Fahrzyklen

D.4. EIS-Messungen von Testzelle LFP05

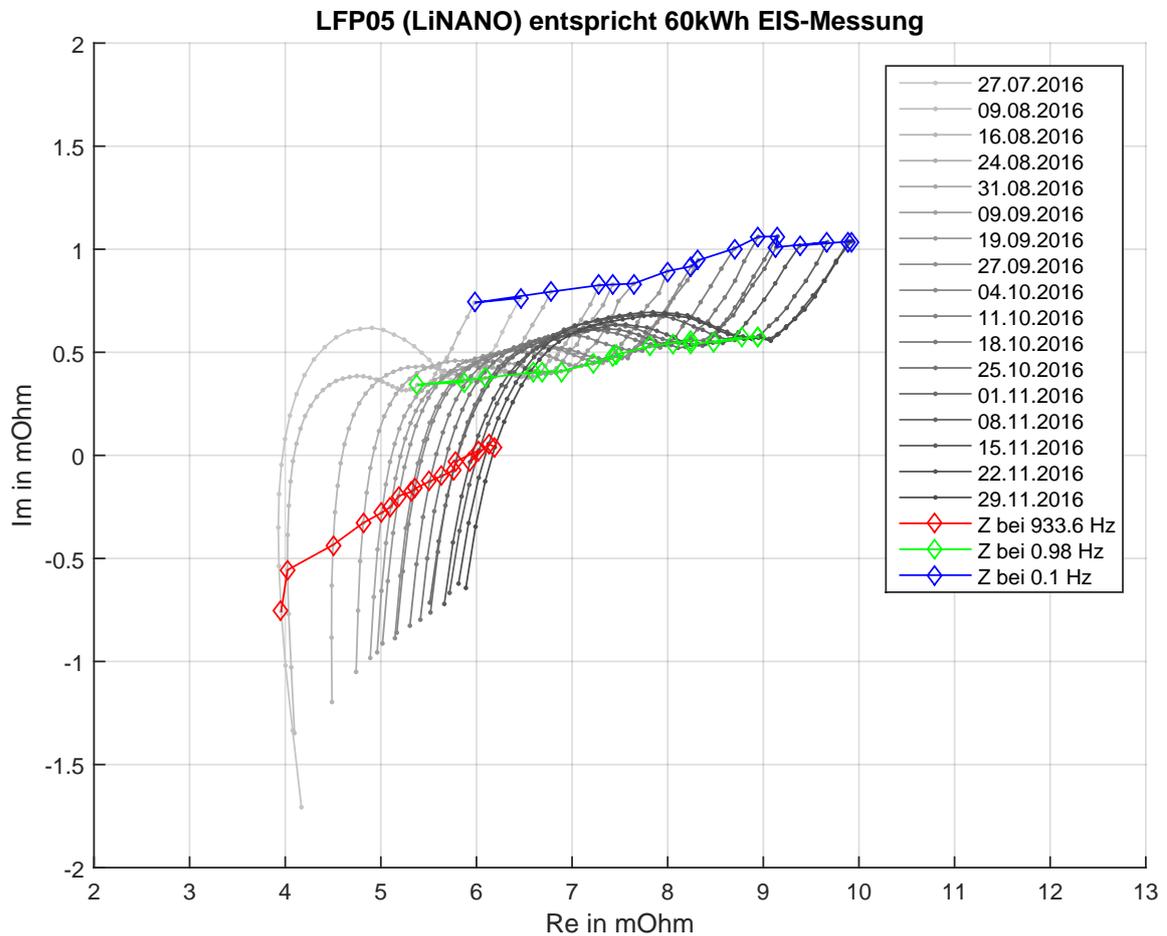


Abbildung D.10.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP05 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnisse ist die Intensität der Graustufen geändert.

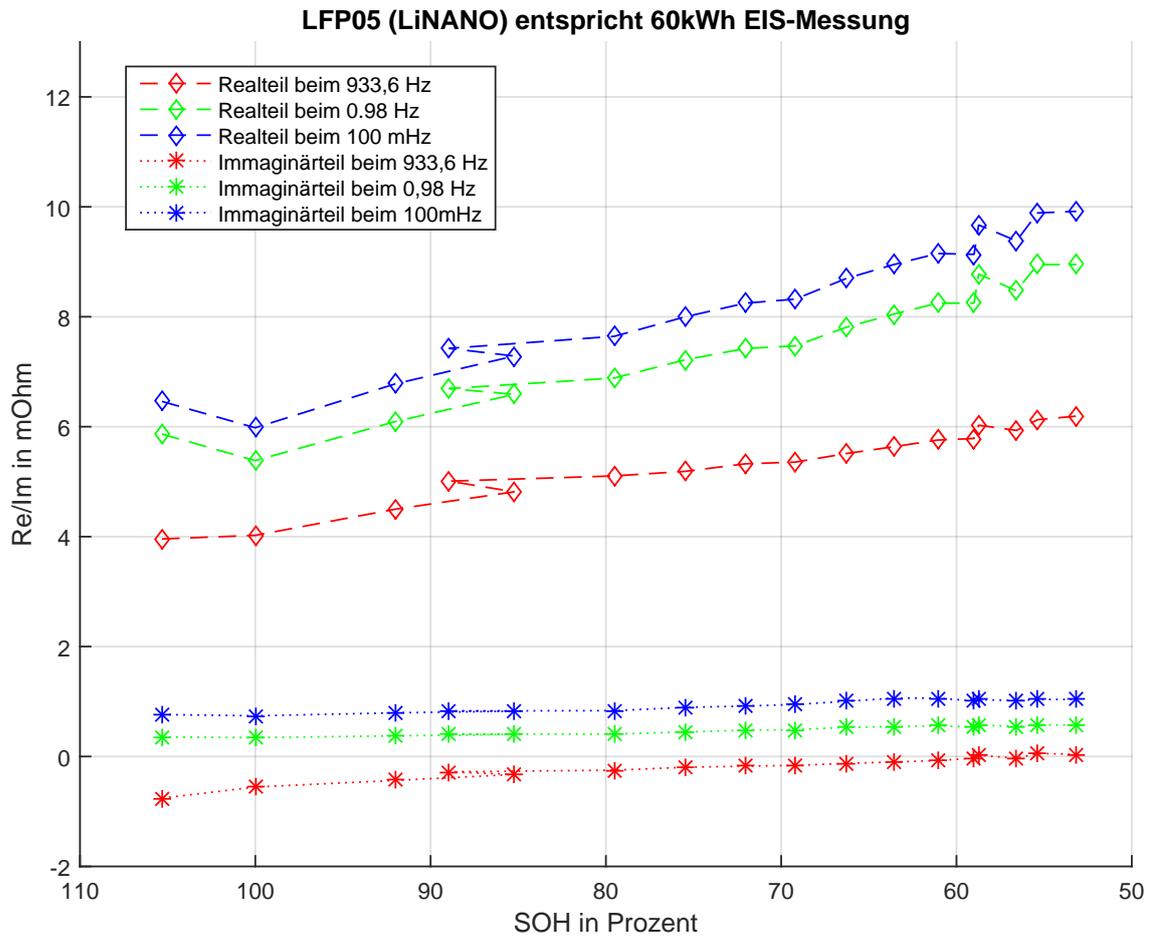


Abbildung D.11.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP05 in Abhängigkeit von Alterungszustand

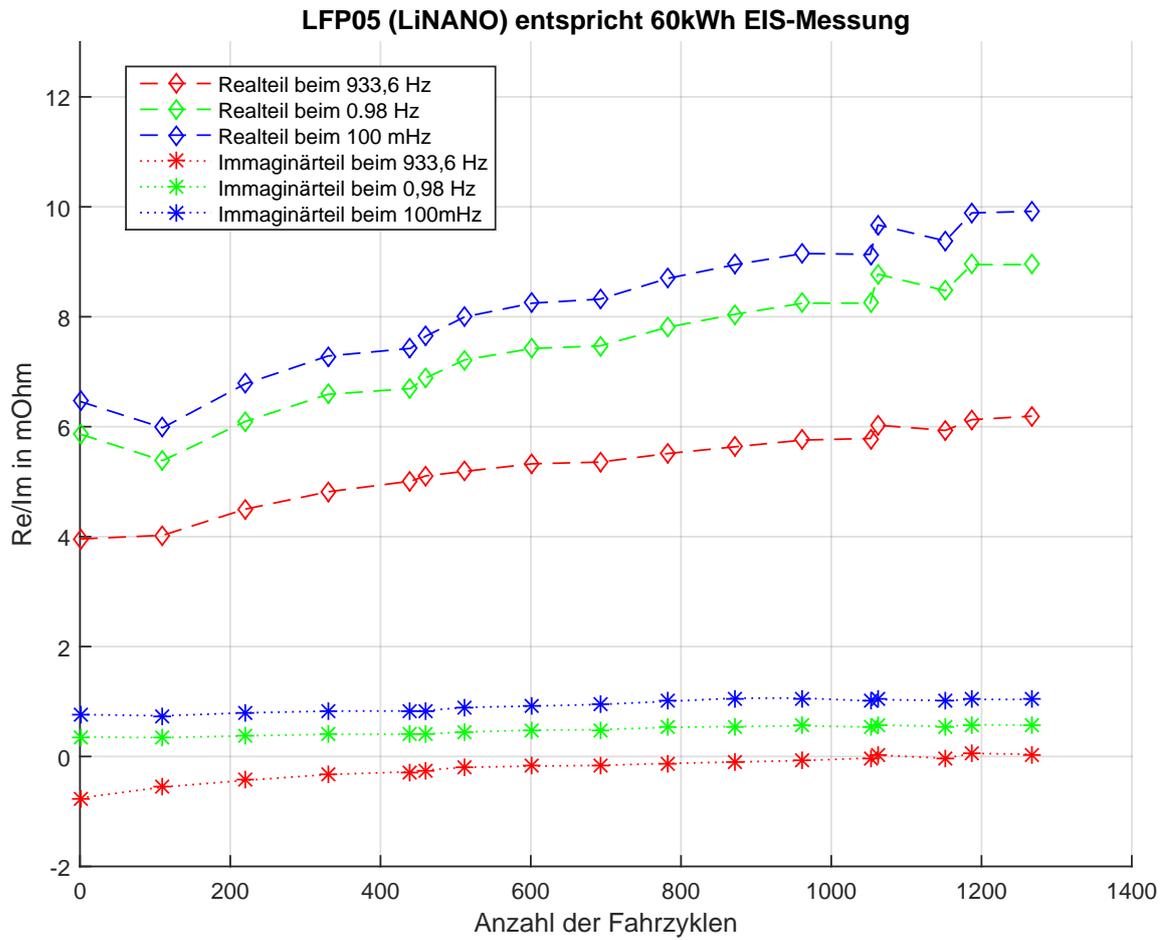


Abbildung D.12.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LFP05 in Abhängigkeit von Fahrzyklen

D.5. EIS-Messungen von Testzelle LTO01

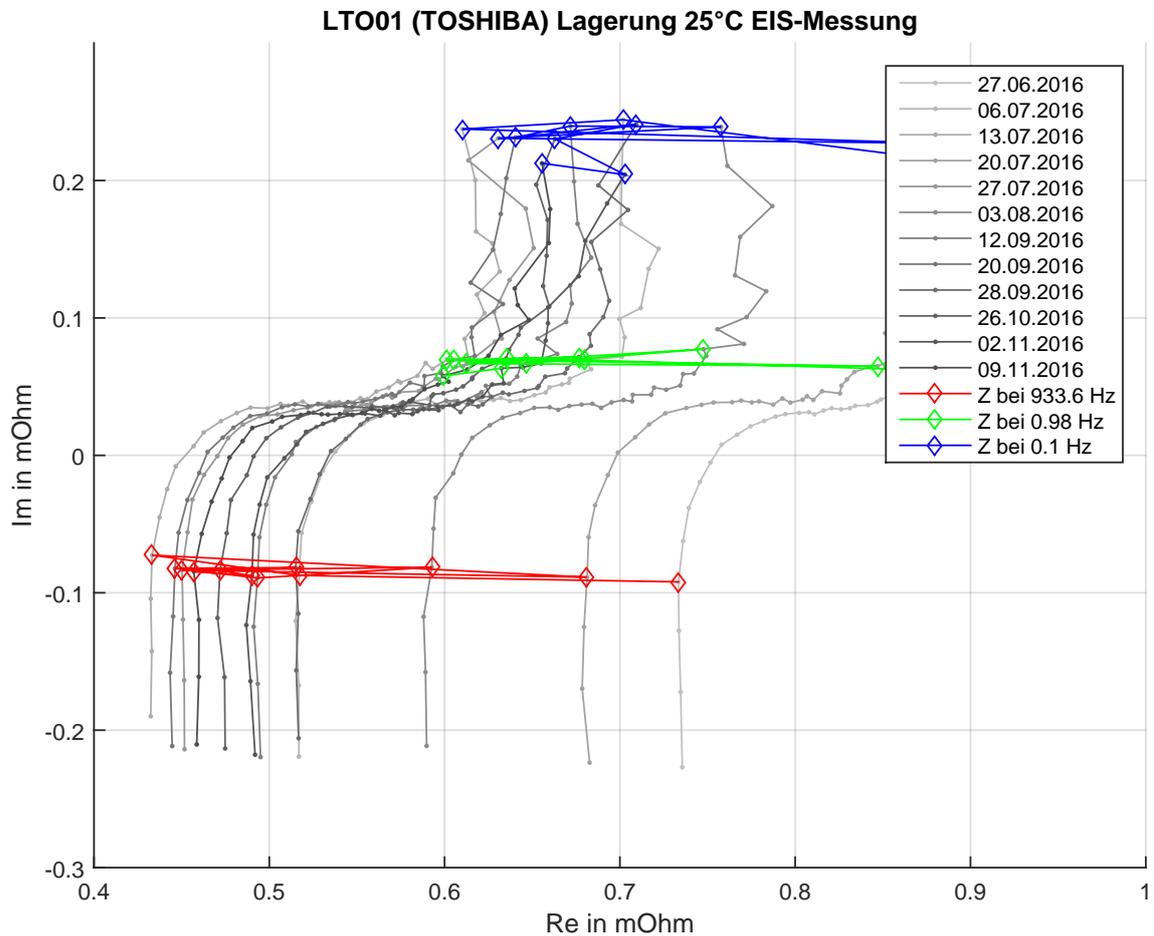


Abbildung D.13.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO01 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.

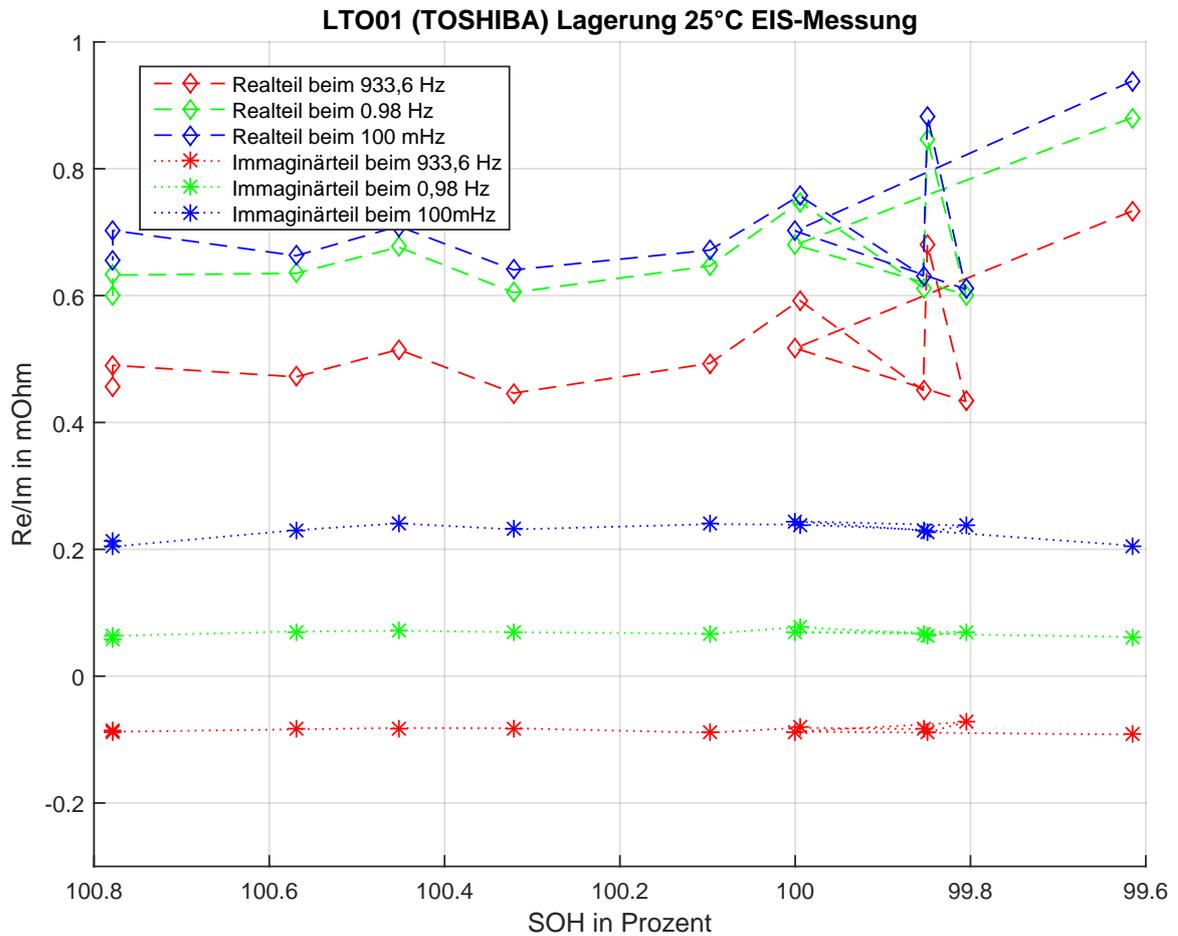


Abbildung D.14.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO01 in Abhängigkeit von Alterungszustand

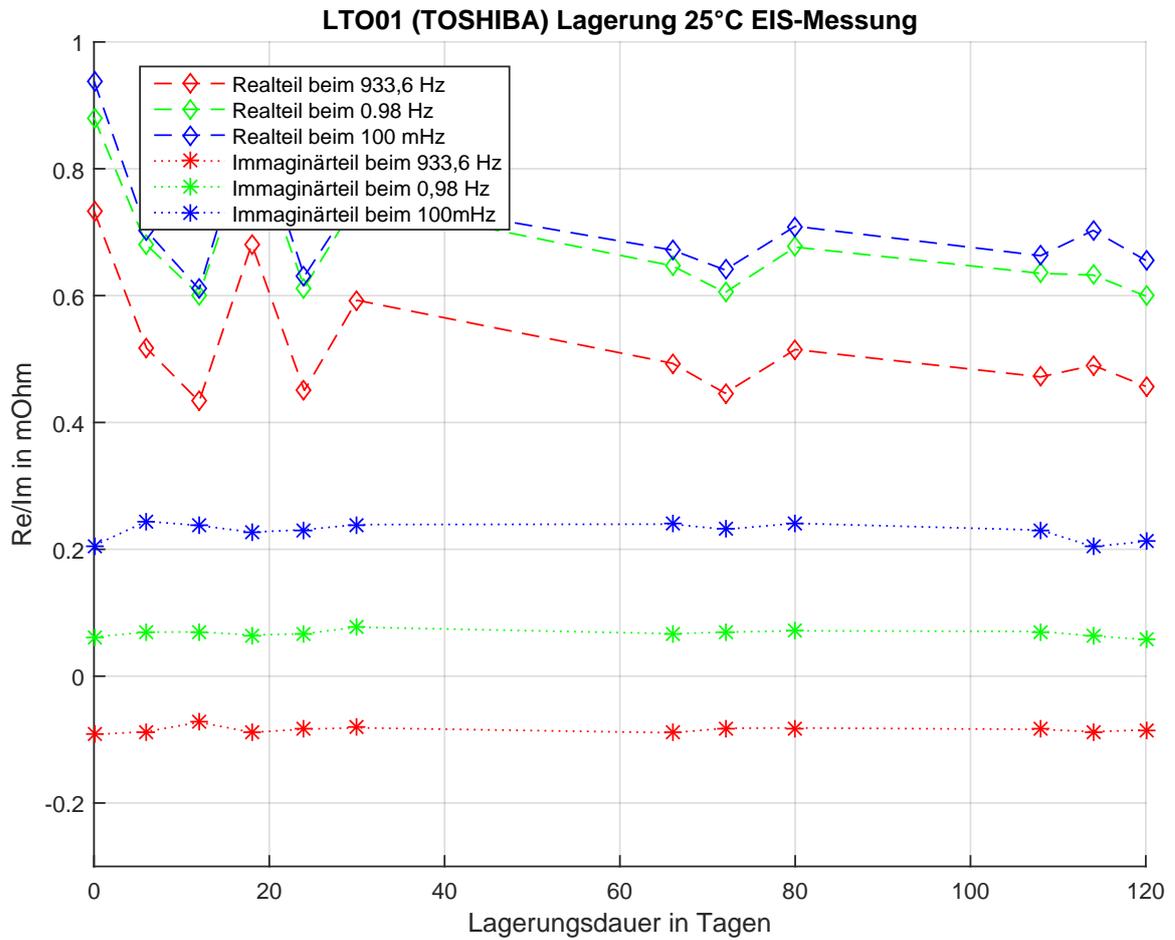


Abbildung D.15.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO01 in Abhängigkeit von gelagerte Tage

D.6. EIS-Messungen von Testzelle LTO02

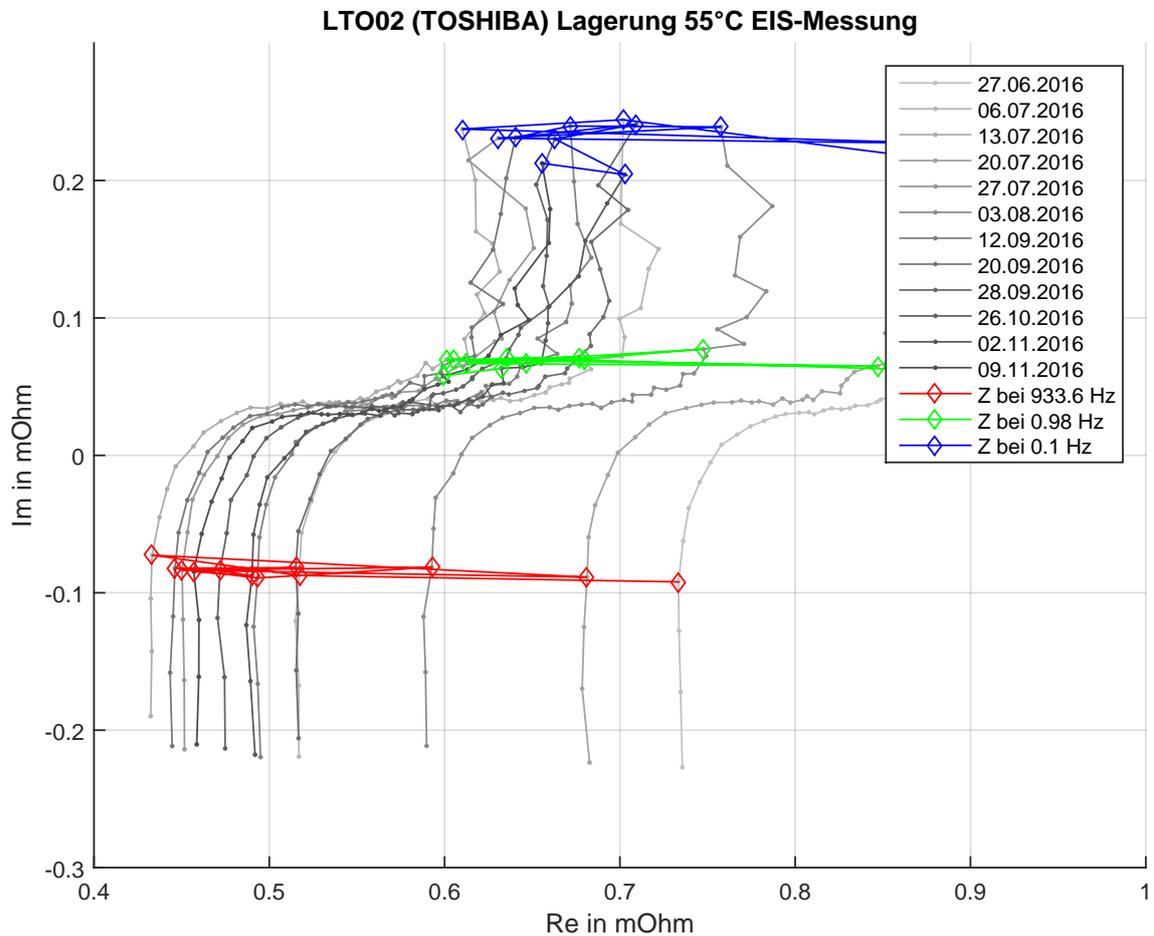


Abbildung D.16.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO02 nach den wöchentlichen Lagerungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.

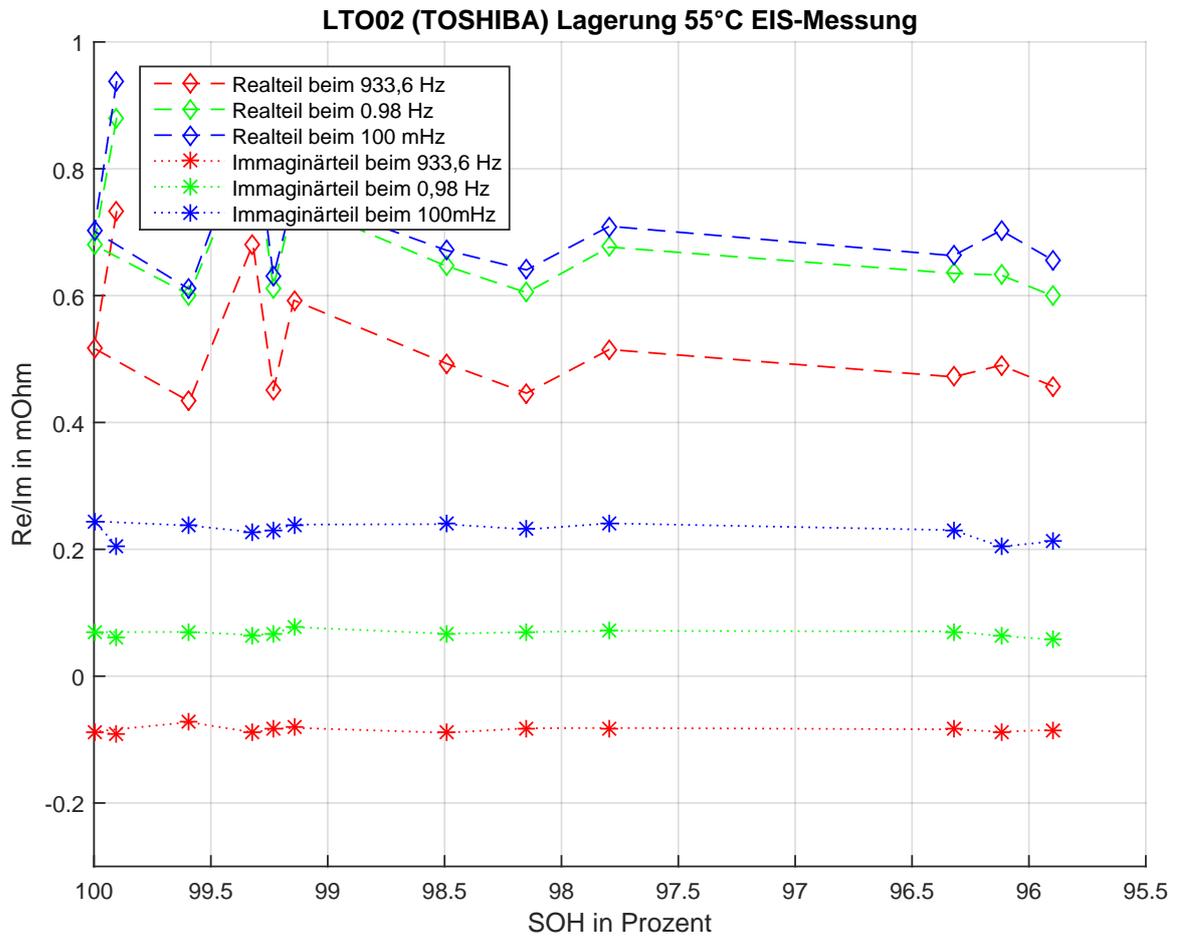


Abbildung D.17.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO02 in Abhängigkeit von Alterungszustand

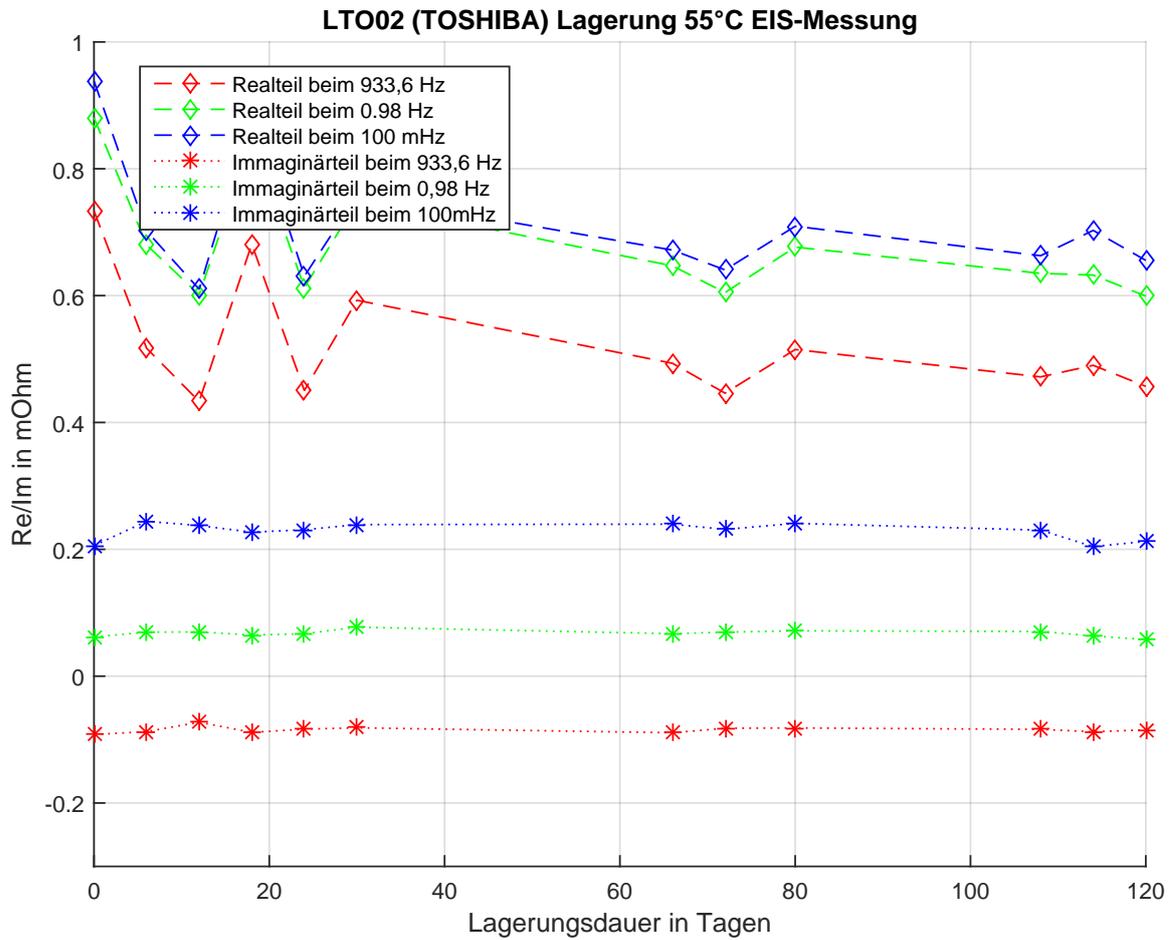


Abbildung D.18.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO02 in Abhängigkeit von gelagerte Tage

D.7. EIS-Messungen von Testzelle LTO03

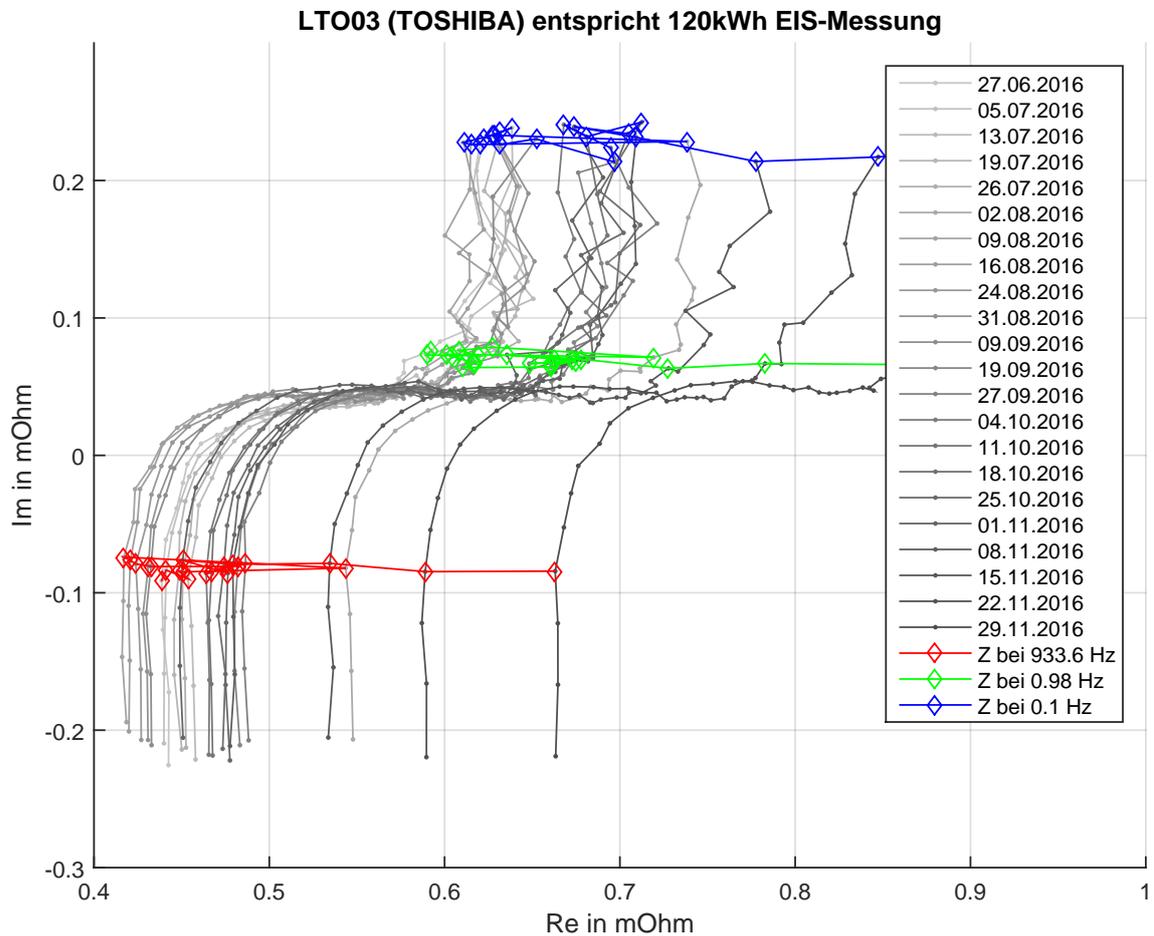


Abbildung D.19.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO03 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.

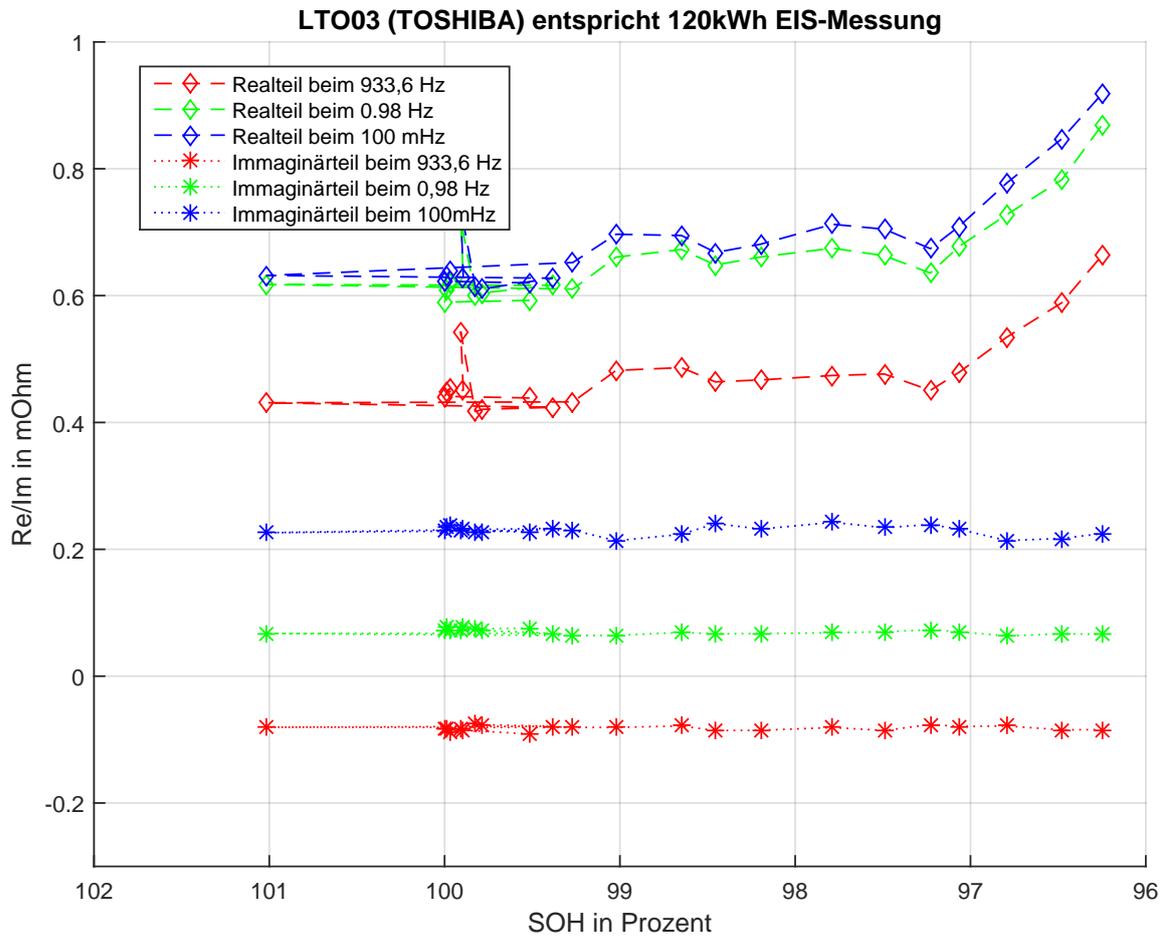


Abbildung D.20.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO03 in Abhängigkeit von Alterungszustand

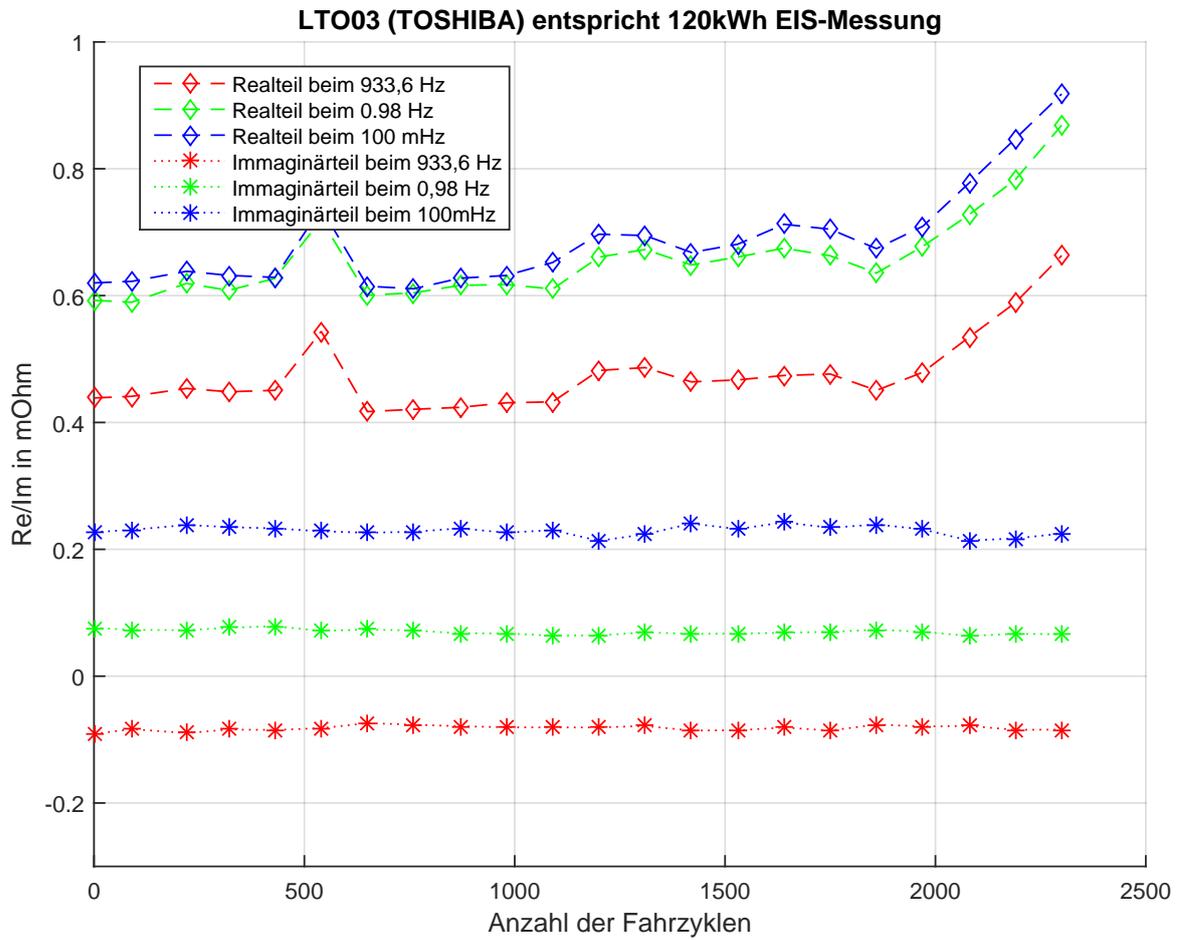


Abbildung D.21.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO03 in Abhängigkeit von Fahrzyklen

D.8. EIS-Messungen von Testzelle LTO04

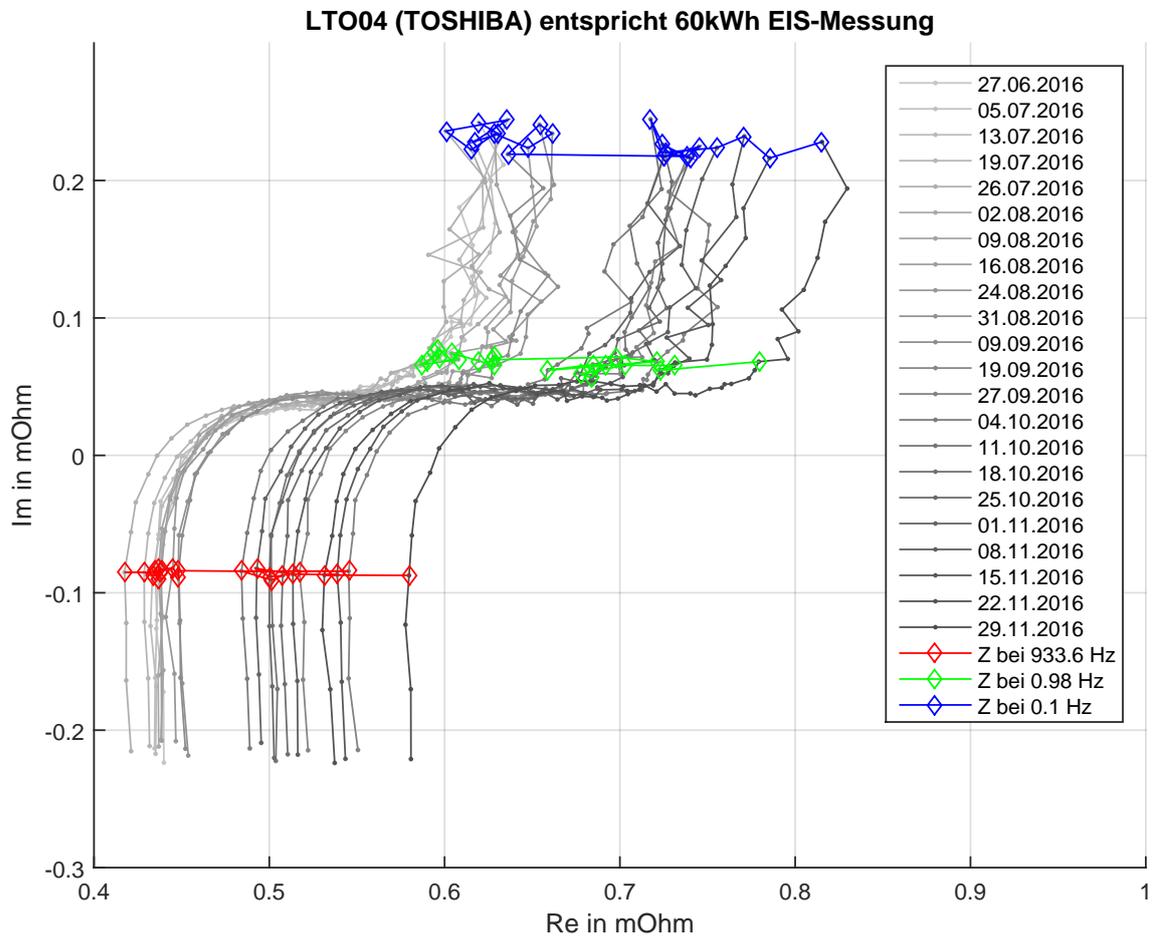


Abbildung D.22.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO04 nach den wöchentlichen Belastungen. Die erste Messung wurde hellgrau dargestellt. Für die folgende Darstellungen der Messergebnissen ist die Intensität der Graustufen geändert.

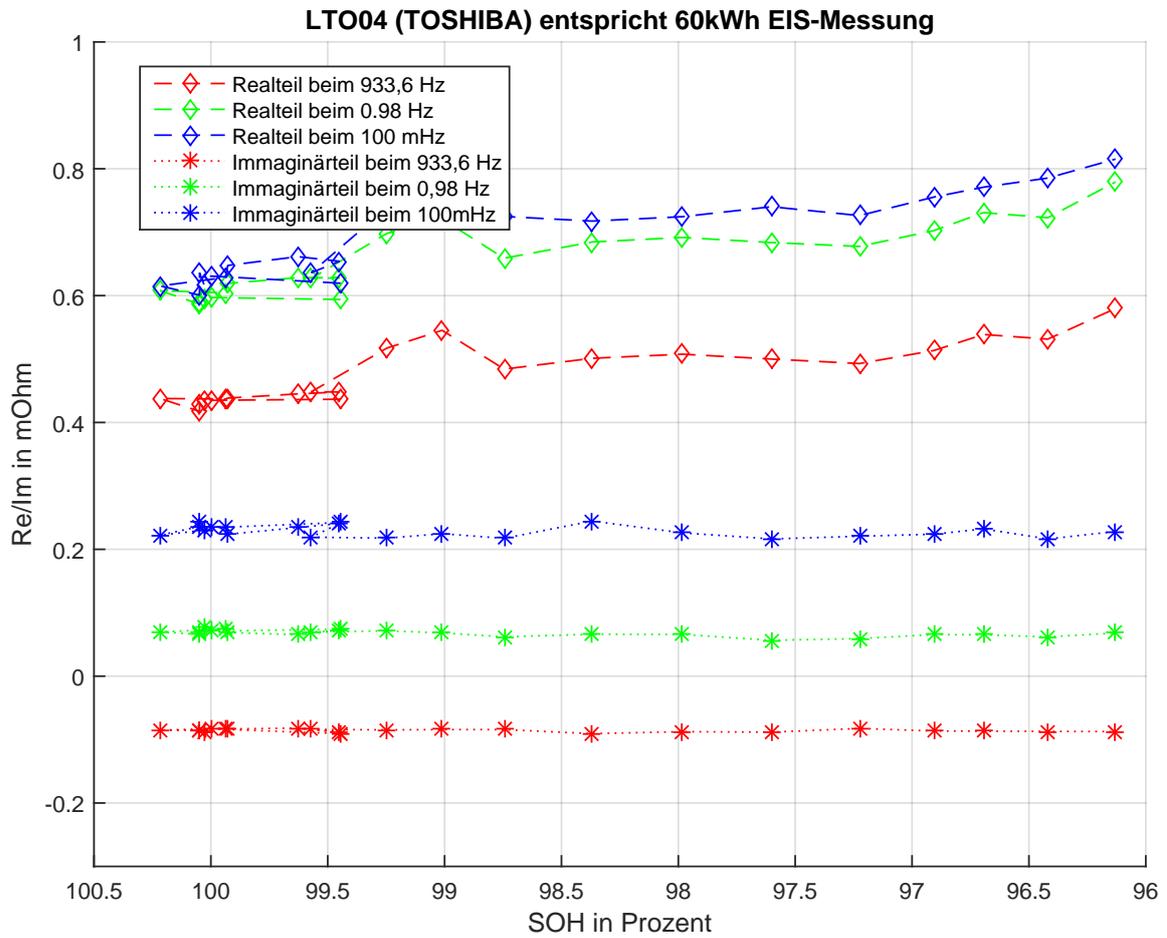


Abbildung D.23.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO04 in Abhängigkeit von Alterungszustand

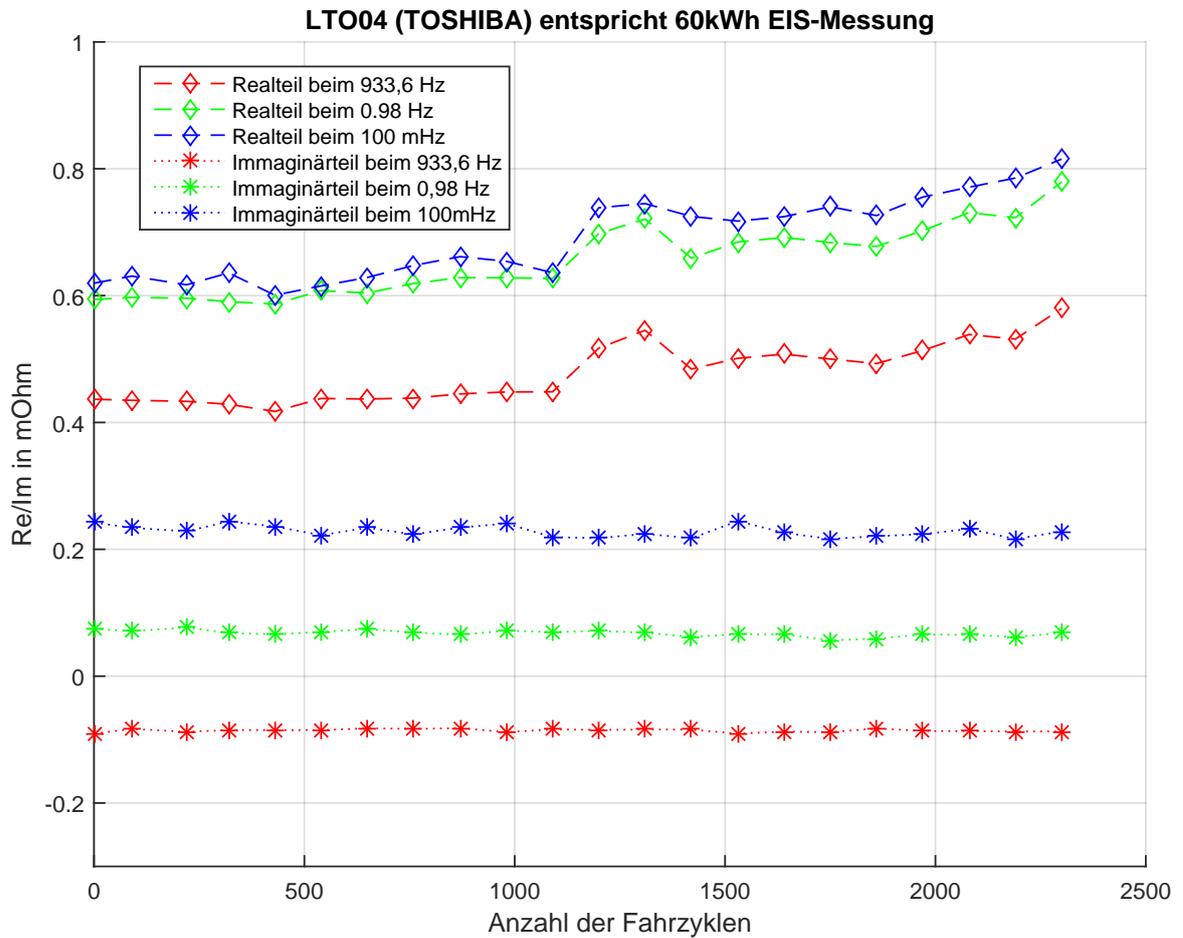


Abbildung D.24.: Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie der Testzelle LTO04 in Abhängigkeit von Fahrzyklen

E. Foto von LTO-Testzellen



Abbildung E.1.: Foto einer neuen Lithium-Titanatzelle



Abbildung E.2.: Foto einer aufgeblähten Lithium-Titanatzelle

F. Matlab-Quellcode

F.1. Fahrdaten_a_V_I_U.m

MATLAB-Skript F.1: Matlab-Quellcode Fahrdaten_a_V_I_U.m

```
1 %% Fahrdaten_a_V_I_U.m
2 [FileName,PathName] = uigetfile('*.txt'); %GUI um Datei auszuwählen
3 fileAndPath=[PathName FileName]; %Zusammensetzen von Pfad und Filename
4 BusDaten_all=dlmread(fileAndPath, '|'); % Alle Zeilen/Spalten einlesen mit Trennung '|'
5
6 V_BUS = BusDaten_all(:,304); % Spalte 304 = Busgeschwindigkeit [km/h]
7 a_BUS = diff(V_BUS)*12*1000/3600; % Berechnung der Beschleunigung aus der Geschwindigkeit *12 Werte pro Sek 1000/3600 Umrechnung von
   km/h in m/s
8 a_BUS(end+1)=0; % Plus ein Eintrag für Beschleunigung für den Plot
9 Zeit = BusDaten_all(:,307); % Spalte 307 = Zeit in String-Format
10 BAT_U = BusDaten_all(:,219); % Spalte 219 = Spannung an der Batterie [V]
11 BAT_I = BusDaten_all(:,218); % Spalte 219 = Strom an der Batterie [A]
12 ZeitStempel = datetime(Zeit, 'ConvertFrom', 'datetime'); % Konvertieren ('ConvertFrom') von datetime zu datetime
13 ZeitStempel = ZeitStempel-seconds(90); %% Zeitsynchronisierung mit GPSLogger -1min30sek
14
15 %% Diagramm plotten (1.Geschwindigkeit, 2.Beschleunigung,3 Batteriestrom, 4.Batterie Spannung)
16 figure(2)
17 subplot(1)=subplot(4,1,1) % Geschwindigkeit-Zeit-Diagramm
18 plot(ZeitStempel,V_BUS)
19 title('Geschwindigkeits - Zeit - Diagramm, Fahrdaten')
20 xlabel('Zeit in HH:MM')
21 ylabel('V(t) in km/h')
22 grid on
23
24 subplot(2)=subplot(4,1,2) % Beschleunigungs-Zeit-Diagramm
25 plot(ZeitStempel,a_BUS)
26 title('Beschleunigungs - Zeit - Diagramm, Fahrdaten')
27 xlabel('Zeit in HH:MM')
28 ylabel('a(t) in m/s^2')
29 grid on
30
31 subplot(3)=subplot(4,1,3); % Batteriestrom-Zeit-Diagramm
32 plot(ZeitStempel,BAT_I)
33 title('Batteriestrom - Zeit - Diagramm, Fahrdaten')
34 xlabel('Zeit in HH:MM')
35 ylabel('I(t) in A')
36 grid on;
37
38 subplot(4)=subplot(4,1,4); % Batteriespannung-Zeit-Diagramm
39 plot(ZeitStempel,BAT_U)
40 title('Batteriespannung - Zeit - Diagramm, Fahrdaten')
41 xlabel('Zeit in HH:MM')
42 ylabel('U(t) in V')
43 grid on;
44
45 linkaxes(subPlot, 'x'); % um gleichzeitig alle 4 Plots zu vergrößern (X-Achse)
```

F.2. Vorbereitung_Digatron_Tabellen.m

MATLAB-Skript F.2: Matlab-Quellcode Vorbereitung_Digatron_Tabellen.m

```

1 % Vorbereitung_Digatron_Tabelle.m
2 [FileName,PathName] = uigetfile('*.txt'); %Datei auswählen
3 fileAndPath=[PathName FileName]; %Zusammensetzen von Pfad und Filename
4 BusDaten_all=dlmread(fileAndPath, ''); % Alle Zeilen/Spalten einlesen mit Trennung '|'
5 %% Daten in Voreablen Speichern
6 Zeit = BusDaten_all(:,307); % Spalte 307 = Zeitzstempel in String-Format
7 BAT_U = BusDaten_all(:,219); % Spalte 219 = Batteriespannung
8 ZeitStempel = datetime(Zeit, 'ConvertFrom', 'datenum'); % Konvertieren ('ConvertFrom') von datenum zu datetime
9 PBATIST = BusDaten_all(:,249); % Spalte 249 = Leistung der Batterie
10 PFCIST = BusDaten_all(:,254); % Spalte 254 = Leistung der Wasserstoffzelle
11
12 %% Iges ausrechnen, weil im BAT_I ist Stromanteil von Wasserstoffzelle
13 Iges = (PBATIST + PFCIST) ./BAT_U*1000; % kW berücksichtigen
14 figure(12)
15 plot(ZeitStempel, Iges, '-1')
16 title('\I_BUS\BAT (aus der Fahrdaten)')
17 xlabel('Uhrzeit HH:MM')
18 ylabel('\I_BUS\BAT in A')
19 grid on
20 hold on
21 downsample_Iges = resample(Iges, 10, 14); % aus 14
22 downsample_Iges = downsample_Iges *(-1); % *(-1) wegen Stromrichtung, Digatron und Daten müssen identisch sein
23
24 zeit01 = 1:1:(length(downsample_Iges));
25 zeit01 = zeit01.* 0.1;
26
27
28
29
30 %% Stromwerte in C umrechnen
31 E = 120000; % Nennleistung Solarisbatterie 120 in kWh
32 U = 660; % Nennspannung Solarisbatterie 660 in V
33 Cnen = E/U; % Nennkapazität in Ah
34
35 for i=1:length(downsample_Iges)
36 C_normiert(i) = downsample_Iges(i) / Cnen; % [1/h] = [A]/[Ah]
37 end
38
39 figure(13) % C normiert
40 plot(zeit01, C_normiert)
41 title('C-Rate-Diagramm')
42 xlabel('Zeit in sek')
43 ylabel('C-Rate in 1/h')
44 grid on
45 xlim([zeit01(01) zeit01(end)])
46 C_Integral = cumtrapz(C_normiert)/36000; % Integrieren um benötigte Ladung rauszubekommen
47
48 figure(14)
49 plot(zeit01, C_Integral*100)
50 title('Integrierte C-Rate')
51 xlabel('Zeit in sek')
52 ylabel('Verbrauch in Prozent')
53 %ylabel('Ladung Q in Ah')
54 grid on
55 xlim([zeit01(01) zeit01(end)])
56 Q_1Fahrt= C_Integral(end) * 100; % Verbrauch Ah von 1 Fahrt
57
58 %% Nennkapazität von LiNANO = 15Ah und LTO = 20Ah
59 LiNANO = C_normiert.*15;
60 LTO = C_normiert.*20;
61
62 figure(10)
63 subPlot(1)= subplot(2,1,1); % Geschwindigkeit-Zeit-Diagramm
64 plot(zeit01, LiNANO)
65 title('Strom für LFP von LiNANO, Digatron')
66 xlabel('Zeit in sek')
67 ylabel('Strom in A')
68 grid on
69 xlim([zeit01(01) zeit01(end)])
70 subPlot(2)=subplot(2,1,2); % Geschwindigkeit-Zeit-Diagramm
71 plot(zeit01, LTO)
72 title('Strom für LTO von TOSHIBA, Digatron')
73 xlabel('Zeit in sek')
74 ylabel('Strom in A')
75 grid on
76 xlim([zeit01(01) zeit01(end)])
77
78 %% Nennkapazität von LiNANO = 15Ah und LTO = 20Ah
79 LiNANO_1 = C_normiert.*(15*1);

```

```

80  LiNANO_2 = C_normiert.*(15*2);
81  LTO_1 = C_normiert.*(20*1);
82  LTO_2 = C_normiert.*(20*2);
83
84  figure(16)
85  subplot(1)=subplot(4,1,1);           % Geschwindigkeit-Zeit-Diagramm
86  plot(zeit01, LiNANO_1)
87  title('Anregungsstrom für LFP03 von LiNANO (Modell für 120kWh Antriebsbatterie)')
88  xlabel('Zeit in sek')
89  ylabel('Strom in A')
90  grid on
91  ylim([-70 50])
92  subplot(2)=subplot(4,1,2);           % Geschwindigkeit-Zeit-Diagramm
93  plot(zeit01, LiNANO_2)
94  title('Anregungsstrom für LFP04 von LiNANO (Modell für 60kWh Antriebsbatterie)')
95  xlabel('Zeit in sek')
96  ylabel('Strom in A')
97  grid on
98  ylim([-70 50])
99  subplot(3)=subplot(4,1,3);           % Beschleunigungs-Zeit-Diagramm
100 plot(zeit01, LTO_1)
101 title('Anregungsstrom für LTO03 von TOSHIBA (Modell für 120kWh Antriebsbatterie)')
102 xlabel('Zeit in sek')
103 ylabel('Strom in A')
104 grid on
105 ylim([-70 50])
106 subplot(4)=subplot(4,1,4);           % Beschleunigungs-Zeit-Diagramm
107 plot(zeit01, LTO_2)
108 title('Anregungsstrom für LTO04 von TOSHIBA (Modell für 60kWh Antriebsbatterie)')
109 xlabel('Zeit in sek')
110 ylabel('Strom in A')
111 grid on
112 ylim([-70 50])
113 linkaxes(subPlot, 'x'); % um gleichzeitig alle 4 Plots zu vergrößern (X-Achse)
114 xlim([zeit01(0) zeit01(end)])
115
116 %% TXT FÜR DIGATRON
117 % X;Y;Z;U:
118 % X = Dauer in Sekunden (Eintragung sek hinter X), min oder n h
119 % Y = Strom in A
120 % Z = Leistung in W
121 % U = Spannung in V eingeben um von cc in cv zu wechseln
122
123 % TAB8.txt für LiNANO Zellen
124 fileID = fopen('TAB8.txt','w');
125
126 for i=1:length(C_normiert)
127     if LiNANO(i) <= 0
128         fprintf(fileID, '0.1sec;%0.3f;;2.5;\r\n',LiNANO(i));
129     else
130         fprintf(fileID, '0.1sec;%0.3f;;3.6;\r\n',LiNANO(i));
131     end
132 end
133
134 fclose(fileID);
135
136 % TAB9.txt für LTO Zellen
137 fileID = fopen('TAB9.txt','w');
138
139 for i=1:length(C_normiert)
140     if LTO(i) <= 0
141         fprintf(fileID, '0.1sec;%0.3f;;1.5;\r\n',LTO(i));
142     else
143         fprintf(fileID, '0.1sec;%0.3f;;2.7;\r\n',LTO(i));
144     end
145 end
146
147 fclose(fileID);

```

F.3. Untersuchung_von_Temperatursensoren.m

MATLAB-Skript F.3: Matlab-Quellcode Untersuchung_von_Temperatursensoren.m

```

1 %%Untersuchung_von_Temperatursensoren.m
2 %
3 %Umwandlung von Stringdaten zu Double
4 X = str2double(T1_txt); %Sensor_1
5 T1 = X/1000;
6 X = str2double(T2_txt); %Sensor_2
7 T2 = X/1000;
8 X = str2double(T3_txt); %Sensor_3
9 T3 = X/1000;
10 X = str2double(T4_txt); %Sensor_4
11 T4 = X/1000;
12 %eine Zeit für alle Sensoren
13 T_Zeit = (1:1:length(T2))'; % Zeit in SEC
14 SkalierungXachse = minutes(60); % Um die Abstände der X-Achse anzupassen
15 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(T_Zeit));
16 %Definition der gleiche Vektorlänge
17 T1 = T1(1:length(T_Zeit));
18 T2 = T2(1:length(T_Zeit));
19 T3 = T3(1:length(T_Zeit));
20 T4 = T4(1:length(T_Zeit));
21 %%Plot von Originaldaten
22 Torig = figure(11)
23 hold on
24 grid on
25 plot (Zeit, T1)
26 plot (Zeit, T2)
27 plot (Zeit, T3)
28 plot (Zeit, T4)
29 z_legend = legend('Sensor T1','Sensor T2','Sensor T3','Sensor T4')
30 %left bottom width height].
31 set(z_legend,'Position',[0.75 0.5 0.1 0.041])
32 title('Temperaturverlauf im Schrank von -20 bis 60°C')
33 ylabel('Temperatur in °C')
34 xlabel('Zeit in HH:mm:ss')
35 ylim([-20 70])
36 ax = gca;
37 ax.XTick=[datetime(seconds(0)):datetime(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datetime(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
38 %Mittelwertbestimmung für jeden Temperaturbereich
39 anfang = 1500;
40 ende = 3130;
41 for i=1:1:9 %9 Stunden steigt Temperatur
42 mittel_T1(i) = mean(T1(anfang:ende)');
43 mittel_T2(i) = mean(T2(anfang:ende)');
44 mittel_T3(i) = mean(T3(anfang:ende)');
45 mittel_T4(i) = mean(T4(anfang:ende)');
46 anfang = anfang + 3600; %Sprung in der nächste Stunde
47 ende = ende + 3600; %Sprung in der nächste Stunde
48 end
49 %Offset bezoggen auf T3 und -10°C
50 offset_T1 = mittel_T1(2) - mittel_T3(2);
51 offset_T2 = mittel_T2(2) - mittel_T3(2);
52 offset_T4 = mittel_T4(2) - mittel_T3(2);
53 % Offset abziehen von Messwerten
54 T11 = T1 - offset_T1;
55 T21 = T2 - offset_T2;
56 T41 = T4 - offset_T4;
57 %Plot nach Abziehen von Offset
58 Totset = figure(2)
59 hold on
60 grid on
61 plot (Zeit, T11)
62 plot (Zeit, T21)
63 plot (Zeit, T3)
64 plot (Zeit, T41)
65 z_legend = legend('Sensor T1','Sensor T2','Sensor T3','Sensor T4')
66 %left bottom width height].
67 set(z_legend,'Position',[0.75 0.5 0.1 0.041])
68 title('Temperaturverlauf nach Offsetkorrektur')
69 ylabel('Temperatur in °C')
70 ylim([-20 70])
71 xlabel('Zeit in HH:mm:ss')
72 ax = gca;
73 ax.XTick=[datetime(seconds(0)):datetime(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datetime(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
74 %Berechnung der Abweichungen von Sensor 3
75 abweichung_T1 = mittel_T3 -mittel_T1;
76 abweichung_T2 = mittel_T3 -mittel_T2;
77 abweichung_T4 = mittel_T3 -mittel_T4;

```

```

78 %Plot der Abweichungen
79 T = -20:10:60; %Definition von Temperaturen
80 Tabweichung = figure(3)
81 hold on
82 grid on
83 T_voll=-20:1:60; %Für eine bessere Verlauf
84 plot(T, abweichung_T1, 'b*')
85 plot(T_voll, (-7.504e-10*T_voll.^3 + -2.9499e-05*T_voll.^2 + 0.0039926*T_voll - 0.66145), 'b—')
86 plot(T, abweichung_T2, 'r*')
87 plot(T_voll, (-4.3699e-06*T_voll.^3 + 0.00033513*T_voll.^2 + 0.0081585*T_voll - 3.0699), 'r—')
88 plot(T, abweichung_T4, 'g*')
89 plot(T_voll, (-1.9677e-07*T_voll.^3 + 1.5835e-05*T_voll.^2 + 0.0031837*T_voll - 0.41259), 'g—')
90 z_legend = legend('Abweichungen T1 zu T3', 'Fittingfunktion für T1', 'Abweichungen T2 zu T3', 'Fittingfunktion für T2', 'Abweichungen
T4 zu T3', 'Fittingfunktion für T4')
91 % [left bottom width height].
92 set(z_legend, 'Position', [0.65 0.5 0.1 0.041])
93 title('Abweichungen von Temperatursensor-3 ')
94 ylabel('Abweichung in °C')
95 xlabel('Temperatur in °C')
96 %Berücksichtigung von Fehler bzw. Korrektur Nach der Matlab-Fit
97 T1 = T1 + (-7.504e-10*T1.^3 + -2.9499e-05*T1.^2 + 0.0039926*T1 - 0.66145);
98 T2 = T2 + (-4.3699e-06*T2.^3 + 0.00033513*T2.^2 + 0.0081585*T2 - 3.0699);
99 T4 = T4 + (-1.9677e-07*T4.^3 + 1.5835e-05*T4.^2 + 0.0031837*T4 - 0.41259);
100 %Plot mit der Berücksichtigung von Offset und nichtlinearität
101 Tkorregiert = figure(4)
102 hold on
103 grid on
104 plot(Zeit, T1)
105 plot(Zeit, T2)
106 plot(Zeit, T3)
107 plot(Zeit, T4)
108 z_legend = legend('Sensor T1', 'Sensor T2', 'Sensor T3', 'Sensor T4')
109 % [left bottom width height].
110 set(z_legend, 'Position', [0.75 0.5 0.1 0.041])
111 title('Temperaturverlauf nach der Korrektur von -20 bis 60°C')
112 ylabel('Temperatur in °C')
113 ylim([-20 70])
114 xlabel('Zeit in HH:mm:ss')
115 ax = gca;
116 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
Ausgabe zu vermeiden

```

F.4. T1_korrektur.m

MATLAB-Skript F.4: Matlab-Quellcode T1_korrektur.m

```

1 %%Funktion zur korrektur von Temperaturwerten (T1-Sensor)
2 function y = T1_korrektur(T1)
3     y = T1 + (-7.504e-10*T1.^3 + -2.9499e-05*T1.^2 + 0.0039926*T1 - 0.66145);
4 end

```

F.5. T2_korrektur.m

MATLAB-Skript F.5: Matlab-Quellcode T2_korrektur.m

```

1 %%Funktion zur korrektur von Temperaturwerten (T2-Sensor)
2 function y = T2_korrektur(T2)
3     y = T2 + (-4.3699e-06*T2.^3 + 0.00033513*T2.^2 + 0.0081585*T2 - 3.0699);
4 end

```

F.6. T4_korrektur.m

MATLAB-Skript F.6: Matlab-Quellcode T4_korrektur.m

```

1 %%Funktion zur Korrektur von Temperaturwerten (T4-Sensor)
2 function y = T4_korrektur(T4)
3     y = T4 + ( -1.9677e-07*T4.^3 + 1.5835e-05*T4.^2 + 0.0031837*T4 -0.41259 );
4 end

```

F.7. Auswertung_Zyklierung.m

MATLAB-Skript F.7: Matlab-Quellcode Auswertung_Zyklierung.m

```

1 %%Auswertung_Zyklierung.m
2 Zeit_LiN04 = (1:1:length(LiN04))'; % Zeit in 0.1 SEC
3 Zeit_LiN04 = Zeit_LiN04*0.1;
4
5 Zeit_LiN03 = (1:1:length(LiN03))'; % Zeit in 0.1 SEC
6 Zeit_LiN03 = Zeit_LiN03*0.1;
7
8 Zeit_LTO04 = (1:1:length(LTO04))'; % Zeit in 0.1 SEC
9 Zeit_LTO04 = Zeit_LTO04 * 0.1;
10
11 Zeit_LTO03 = (1:1:length(LTO03))'; % Zeit in 0.1 SEC
12 Zeit_LTO03 = Zeit_LTO03 * 0.1;
13
14 %% Korrektur von Temperatursensor
15 T_LTO03 = T1_korrektur(T_LTO03); %LTO_03
16 T_LTO04 = T2_korrektur(T_LTO04); %LTO_04
17 T_LiN04 = T4_korrektur(T_LiN04); %LiN_04
18
19 %% PLOT von Stromwerten
20 SkalierungXachse = days(1/12); % Um die Abstände der X-Achse anzupassen
21 figure(6)
22 subplot(1)=subplot(4,1,1); % Strom-Zeit-Diagramm
23 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO03(1:407233))); % Zeit umwandeln in Datetime
24 plot(Zeit, I_LTO03(1:407233))
25 title('Stromverlauf der Testzelle LTO03 (TOSHIBA) entspr. 120kWh')
26 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
27 ylabel('Strom in A')
28 grid on
29 ax = gca;
30 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
31 ylim([-70 55])
32
33 subplot(2)=subplot(4,1,2); % Strom-Zeit-Diagramm
34 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO04(1:408016))); % Zeit umwandeln in Datetime
35 plot(Zeit, I_LTO04(1:408016))
36 title('Stromverlauf der Testzelle LTO04 (TOSHIBA) entspr. 60kWh','FontSize',10)
37 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
38 ylabel('Strom in A')
39 grid on
40 ax = gca;
41 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
42 ylim([-70 55])
43
44 subplot(3)=subplot(4,1,3); % Strom-Zeit-Diagramm
45 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN03(1:411806))); % Zeit umwandeln in Datetime
46 plot(Zeit, I_LiN03(1:411806))
47 title('Stromverlauf der Testzelle LFP03 (LiNANO) entspr. 120kWh')
48 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
49 ylabel('Strom in A')
50 grid on
51 ax = gca;
52 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
53 ylim([-70 55])
54
55 subplot(4)=subplot(4,1,4); % Strom-Zeit-Diagramm
56 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN04(1:413252))); % Zeit umwandeln in Datetime
57 plot(Zeit, I_LiN04(1:413252))

```

```

58     title('Stromverlauf der Testzelle LFP04 (LiNANO) entspr. 60kWh')
59     xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
60     ylabel('Strom in A')
61     grid on
62     ax = gca;
63     ax.XTick=[datum(seconds(0)):datum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
64     Ausgabe zu vermeiden
65     ylim([-70 55])
66
67     linkaxes(subPlot, 'x'); % gleichzeitig alle 4 Plots zu vergrößern bezüglich X-Achse
68     xlim([datum(seconds(0)) datum(Zeit(end))])
69
70     %% PLOT_von Kapazitätsänderung
71     SkalierungXachse = days(1/12); % Um die Abstände der X-Achse anzupassen
72
73     figure(9)
74     subplot(1)=subplot(4,1,1); % C-Zeit-Diagramm
75     Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO03(1:407233))); % Zeit umwandeln in Datetime
76     plot(Zeit,Ah_LTO03(1:407233))
77     title('Kapazitätsänderung der Testzelle LTO-03 (TOSHIBA) entspr. 120kWh')
78     xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
79     ylabel('Kapazität in Ah')
80     grid on
81     ylim([-20 10])
82     ax = gca;
83     ax.XTick=[datum(seconds(0)):datum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
84     Ausgabe zu vermeiden
85
86     subplot(2)=subplot(4,1,2); % C-Zeit-Diagramm
87     Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO04(1:408016))); % Zeit umwandeln in Datetime
88     plot(Zeit,Ah_LTO04(1:408016))
89     title('Kapazitätsänderung der Testzelle LTO04 (TOSHIBA) entspr. 60kWh')
90     xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
91     ylabel('Kapazität in Ah')
92     grid on
93     ylim([-20 10])
94     ax = gca;
95     ax.XTick=[datum(seconds(0)):datum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
96     Ausgabe zu vermeiden
97
98     subplot(3)=subplot(4,1,3); % C-Zeit-Diagramm
99     Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN03(1:411806))); % Zeit umwandeln in Datetime
100    plot(Zeit,Ah_LiN03(1:411806))
101    title('Kapazitätsänderung der Testzelle LFP03 (LiNANO) entspr. 120kWh')
102    xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
103    ylabel('Kapazität in Ah')
104    grid on
105    ylim([-20 10])
106    ax = gca;
107    ax.XTick=[datum(seconds(0)):datum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
108    Ausgabe zu vermeiden
109
110    subplot(4)=subplot(4,1,4); % C-Zeit-Diagramm
111    Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN04(1:413252))); % Zeit umwandeln in Datetime
112    plot(Zeit,Ah_LiN04(1:413252))
113    title('Kapazitätsänderung der Testzelle LFP04 (LiNANO) entspr. 60kWh')
114    xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
115    ylabel('Kapazität in Ah')
116    grid on
117    ylim([-20 10])
118    ax = gca;
119    ax.XTick=[datum(seconds(0)):datum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
120    Ausgabe zu vermeiden
121
122    linkaxes(subPlot, 'x'); % gleichzeitig alle 4 Plots zu vergrößern bezüglich X-Achse
123    xlim([datum(seconds(0)) datum(Zeit(end))])
124
125    %% PLOT_von Temperaturwerte
126    SkalierungXachse = days(1); % Um die Abstände der X-Achse anzupassen
127
128    figure(77)
129    Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO03)); % Zeit umwandeln in Datetime
130    subplot(1)=subplot(4,1,1); % Temperatur-Zeit-Diagramm
131    plot(Zeit,T_LTO03)
132    title('Temperatur der Testzelle LTO03 (TOSHIBA) entspr. 120kWh')
133    ylabel('Temperatur in °C')
134    xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
135    grid on
136    ylim([50 65])
137    ax = gca;
138    ax.XTick=[datum(seconds(0)):datum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
139    Ausgabe zu vermeiden
140
141    Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO04)); % Zeit umwandeln in Datetime
142    subplot(2)=subplot(4,1,2); % Temperatur-Zeit-Diagramm

```

```

137 plot(Zeit,T_LTO04)
138 title('Temperatur der Testzelle LTO04 (TOSHIBA) entspr. 60kWh')
139 ylabel('Temperatur in °C')
140 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
141 grid on
142 ylim([50 65])
143 ax = gca;
144 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
145
146 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN03)); % Zeit umwandeln in Datetime
147 subPlot(3)=subplot(4,1,3); % Temperatur-Zeit-Diagramm
148 plot(Zeit,T_LiN03)
149 title('Temperatur der Testzelle LFP03 (LiNANO) entspr. 120kWh')
150 ylabel('Temperatur in °C')
151 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
152 grid on
153 ylim([50 65])
154 ax = gca;
155 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
156
157 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN04)); % Zeit umwandeln in Datetime
158 subPlot(4)=subplot(4,1,4); % Temperatur-Zeit-Diagramm
159 plot(Zeit,T_LiN04)
160 title('Temperatur der Testzelle LFP04 (LiNANO) entspr. 60kWh')
161 ylabel('Temperatur in °C')
162 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
163 grid on
164 ylim([50 65])
165 ax = gca;
166 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
167
168 linkaxes(subPlot, 'x'); % gleichzeitig alle 4 Plots zu vergrößern bezueglich X-Achse
169 xlim([datenum(seconds(0)) datenum(Zeit(end))])
170
171 %% Temperatur und Strom der Tageszyklus
172 % Farbige Darstellung
173
174 %% PLOT_von Temperaturwert
175 I_LTO04(1:4895515) = [];
176 T_LTO04(1:4895515) = [];
177 Zeit_LTO04 = (1:1:length(I_LTO04))'; % Zeit in 0.1 SEC
178 Zeit_LTO04 = Zeit_LTO04 * 0.1;
179 I_LiN04(1:5020825) = [];
180 T_LiN04(1:5020825) = [];
181 Zeit_LiN04 = (1:1:length(I_LiN04))'; % Zeit in 0.1 SEC
182 Zeit_LiN04 = Zeit_LiN04 * 0.1;
183
184 SkalierungXachse = days(1/12); % Um die Abstände der X-Achse anzupassen
185 figure(771)
186 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LTO04)); % Zeit umwandeln in Datetime
187 subPlot(1)= subplot(4,1,1); % Temperatur-Zeit-Diagramm
188 hold on
189 plot(Zeit,I_LTO04)
190 %Pantographenladung
191 plot(Zeit(26630:30235),I_LTO04(26630:30235), 'r','LineWidth',1)
192 plot(Zeit(57470:61073),I_LTO04(57470:61073), 'r','LineWidth',1)
193 plot(Zeit(88302:91919),I_LTO04(88302:91919), 'r','LineWidth',1)
194 plot(Zeit(119145:122749),I_LTO04(119145:122749), 'r','LineWidth',1)
195 plot(Zeit(149979:153588),I_LTO04(149979:153588), 'r','LineWidth',1)
196 plot(Zeit(180818:184425),I_LTO04(180818:184425), 'r','LineWidth',1)
197 plot(Zeit(211655:215265),I_LTO04(211655:215265), 'r','LineWidth',1)
198 plot(Zeit(242495:246105),I_LTO04(242495:246105), 'r','LineWidth',1)
199 plot(Zeit(273335:276945),I_LTO04(273335:276945), 'r','LineWidth',1)
200
201 %Pausen
202 plot(Zeit(30236:30840),I_LTO04(30236:30840), 'g','LineWidth',1)
203 plot(Zeit(61073:61671),I_LTO04(61073:61671), 'g','LineWidth',1)
204 plot(Zeit(91919:92516),I_LTO04(91919:92516), 'g','LineWidth',1)
205 plot(Zeit(122749:123349),I_LTO04(122749:123349), 'g','LineWidth',1)
206 plot(Zeit(153588:154188),I_LTO04(153588:154188), 'g','LineWidth',1)
207 plot(Zeit(184425:185025),I_LTO04(184425:185025), 'g','LineWidth',1)
208 plot(Zeit(215265:215865),I_LTO04(215265:215865), 'g','LineWidth',1)
209 plot(Zeit(246105:246705),I_LTO04(246105:246705), 'g','LineWidth',1)
210 plot(Zeit(276945:277545),I_LTO04(276945:277545), 'g','LineWidth',1)
211
212 %Depotladung
213 plot(Zeit(304175:335775),I_LTO04(304175:335775), 'k','LineWidth',1)
214 plot(Zeit(335775:end),I_LTO04(335775:end), 'g','LineWidth',1)
215 title('Stromverlauf der Testzelle LTO04 (TOSHIBA) entspr. 60kWh')
216 ylabel('Strom in A')
217 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
218 grid on

```

```

219 ylim([-70 55])
220 ax = gca;
221 ax.XTick=[datumum(seconds(0)):datumum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datumum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
222
223 subPlot(2)=subplot(4,1,2); % Temperatur-Zeit-Diagramm
224 plot(Zeit,T_LTO04)
225 hold on
226 %Pantographenladung
227 plot(Zeit(26630:30235),T_LTO04(26630:30235),'r','LineWidth',1)
228 plot(Zeit(57470:61073),T_LTO04(57470:61073),'r','LineWidth',1)
229 plot(Zeit(88302:91919),T_LTO04(88302:91919),'r','LineWidth',1)
230 plot(Zeit(119145:122749),T_LTO04(119145:122749),'r','LineWidth',1)
231 plot(Zeit(149979:153588),T_LTO04(149979:153588),'r','LineWidth',1)
232 plot(Zeit(180818:184425),T_LTO04(180818:184425),'r','LineWidth',1)
233 plot(Zeit(211655:215265),T_LTO04(211655:215265),'r','LineWidth',1)
234 plot(Zeit(242495:246105),T_LTO04(242495:246105),'r','LineWidth',1)
235 plot(Zeit(273335:276945),T_LTO04(273335:276945),'r','LineWidth',1)
236 %Pausen
237 plot(Zeit(30236:30840),T_LTO04(30236:30840),'g','LineWidth',1)
238 plot(Zeit(61073:61671),T_LTO04(61073:61671),'g','LineWidth',1)
239 plot(Zeit(91919:92516),T_LTO04(91919:92516),'g','LineWidth',1)
240 plot(Zeit(122749:123349),T_LTO04(122749:123349),'g','LineWidth',1)
241 plot(Zeit(153588:154188),T_LTO04(153588:154188),'g','LineWidth',1)
242 plot(Zeit(184425:185025),T_LTO04(184425:185025),'g','LineWidth',1)
243 plot(Zeit(215265:215865),T_LTO04(215265:215865),'g','LineWidth',1)
244 plot(Zeit(246105:246705),T_LTO04(246105:246705),'g','LineWidth',1)
245 plot(Zeit(276945:277545),T_LTO04(276945:277545),'g','LineWidth',1)
246 %Depotladung
247 plot(Zeit(304175:335775),T_LTO04(304175:335775),'k','LineWidth',1)
248 plot(Zeit(335775:end),T_LTO04(335775:end),'g','LineWidth',1)
249 title('Temperatur der Testzelle LTO04 (TOSHIBA) entspr. 60kWh')
250 ylabel('Temperatur in °C')
251 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
252 grid on
253 ylim([50 65])
254 ax = gca;
255 ax.XTick=[datumum(seconds(0)):datumum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datumum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
256
257
258 Zeit = datetime('now')-datetime('now')+(seconds(Zeit_LiN04)); % Zeit umwandeln in Datetime
259 subPlot(3)=subplot(4,1,3); % Temperatur-Zeit-Diagramm
260 plot(Zeit,I_LiN04)
261 hold on
262 %Pantographenladung
263 plot(Zeit(26630:30233),I_LiN04(26630:30233),'r','LineWidth',1)
264 plot(Zeit(57467:61072),I_LiN04(57467:61072),'r','LineWidth',1)
265 plot(Zeit(88305:91910),I_LiN04(88305:91910),'r','LineWidth',1)
266 plot(Zeit(119143:122748),I_LiN04(119143:122748),'r','LineWidth',1)
267 plot(Zeit(149982:153586),I_LiN04(149982:153586),'r','LineWidth',1)
268 plot(Zeit(180839:184444),I_LiN04(180839:184444),'r','LineWidth',1)
269 plot(Zeit(211725:215330),I_LiN04(211725:215330),'r','LineWidth',1)
270 plot(Zeit(242563:246168),I_LiN04(242563:246168),'r','LineWidth',1)
271 plot(Zeit(273418:277023),I_LiN04(273418:277023),'r','LineWidth',1)
272 %Pausen
273 plot(Zeit(30233:30838),I_LiN04(30233:30838),'g','LineWidth',1)
274 plot(Zeit(61072:61676),I_LiN04(61072:61676),'g','LineWidth',1)
275 plot(Zeit(91910:92514),I_LiN04(91910:92514),'g','LineWidth',1)
276 plot(Zeit(122748:123352),I_LiN04(122748:123352),'g','LineWidth',1)
277 plot(Zeit(153586:154190),I_LiN04(153586:154190),'g','LineWidth',1)
278 plot(Zeit(184444:185048),I_LiN04(184444:185048),'g','LineWidth',1)
279 plot(Zeit(215330:215934),I_LiN04(215330:215934),'g','LineWidth',1)
280 plot(Zeit(246168:246772),I_LiN04(246168:246772),'g','LineWidth',1)
281 plot(Zeit(277023:277627),I_LiN04(277023:277627),'g','LineWidth',1)
282
283
284 %Depotladung
285 plot(Zeit(304861:348107),I_LiN04(304861:348107),'k','LineWidth',1)
286 plot(Zeit(348107:end),I_LiN04(348107:end),'g','LineWidth',1)
287
288 title('Stromverlauf der Testzelle LFP04 (LiNANO) entspr. 60kWh')
289 ylabel('Strom in A')
290 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
291 grid on
292 ylim([-70 55])
293 ax = gca;
294 ax.XTick=[datumum(seconds(0)):datumum(SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datumum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
295
296 subPlot(4)=subplot(4,1,4); % Temperatur-Zeit-Diagramm
297 plot(Zeit,T_LiN04)
298 hold on
299 %Pantographenladung
300 plot(Zeit(26630:30233),T_LiN04(26630:30233),'r','LineWidth',1)

```

```
301 plot(Zeit(57467:61072),T_LiN04(57467:61072), 'r','LineWidth',1)
302 plot(Zeit(88305:91910),T_LiN04(88305:91910), 'r','LineWidth',1)
303 plot(Zeit(119143:122748),T_LiN04(119143:122748), 'r','LineWidth',1)
304 plot(Zeit(149982:153586),T_LiN04(149982:153586), 'r','LineWidth',1)
305 plot(Zeit(180839:184444),T_LiN04(180839:184444), 'r','LineWidth',1)
306 plot(Zeit(211725:215330),T_LiN04(211725:215330), 'r','LineWidth',1)
307 plot(Zeit(242563:246168),T_LiN04(242563:246168), 'r','LineWidth',1)
308 plot(Zeit(273418:277023),T_LiN04(273418:277023), 'r','LineWidth',1)%
309 %Pausen
310 plot(Zeit(30233:30838),T_LiN04(30233:30838), 'g','LineWidth',1)
311 plot(Zeit(61072:61676),T_LiN04(61072:61676), 'g','LineWidth',1)
312 plot(Zeit(91910:92514),T_LiN04(91910:92514), 'g','LineWidth',1)
313 plot(Zeit(122748:123352),T_LiN04(122748:123352), 'g','LineWidth',1)
314 plot(Zeit(153586:154190),T_LiN04(153586:154190), 'g','LineWidth',1)
315 plot(Zeit(184444:185048),T_LiN04(184444:185048), 'g','LineWidth',1)
316 plot(Zeit(215330:215934),T_LiN04(215330:215934), 'g','LineWidth',1)
317 plot(Zeit(246168:246772),T_LiN04(246168:246772), 'g','LineWidth',1)
318 plot(Zeit(277023:277627),T_LiN04(277023:277627), 'g','LineWidth',1)
319 %Depotladung
320 plot(Zeit(304861:348107),T_LiN04(304861:348107), 'k','LineWidth',1)
321 plot(Zeit(348107:end),T_LiN04(348107:end), 'g','LineWidth',1)
322
323
324 title('Temperatur der Testzelle LFP04 (LiNANO) entspr. 60kWh')
325 ylabel('Temperatur in °C')
326 xlabel('Zeit in HH.MM.SS')
327 grid on
328 ylim([50 65])
329 ax = gca;
330 ax.XTick=[datenum(seconds(0)):datenum( SkalierungXachse+seconds(0.00001)):datenum(Zeit(end))]; % Angepasst um Rundungsfehler bei der
    Ausgabe zu vermeiden
331
332 linkaxes(subPlot, 'x'); % gleichzeitig alle 4 Plots zu vergrößern bezueglich X-Achse
333 xlim([datenum(seconds(0)) datenum(Zeit(end))])
```

F.8. Auswertung_C_MEAS.m

MATLAB-Skript F.8: Matlab-Quellcode Auswertung_C_MEAS.m

```

1  %% Auswertung_C_MEAS.m
2  % A123-Zellen von A. Priven
3  Fahrten = [140 240 360 500 640 780 920 1060 1200 1340 1480 1620 1760 1900 2040 2180 2320 2440 ];
4  BAT01_120kWh = [2.409 2.405 2.385 2.371 2.357 2.344 2.332 2.317 2.305 2.294 2.281 2.271 2.26 2.248 2.236 2.225 2.214 2.204 ];
5  BAT02_60kWh = [2.4 2.399 2.379 2.368 2.353 2.34 2.325 2.313 2.3 2.291 2.276 2.269 2.257 2.247 2.239 2.226 2.214 2.207];
6  %% Eigene Daten
7  %%Daten Aktuell LTO (TOSHIBA) und LFP (LINANO)
8  LFP_04_60kWh = [14.576 14.200 12.956 12.115 11.426 10.868 ]; % Nicht Mehr Benutzt, Verlust >25prozent
9  Fahrten_EW_LFP_04 = [0 90 220 320 430 540];
10 %%Wochenzyklus
11 Fahrten_EW = [0 90 220 320 430 540 650 760 870 1090 1200 1310 1420 1530 1640 1750 1860 1970 2080 2190 2300];
12 LTO_03_120kWh = [20.543 20.643 20.637 20.640 20.621 20.624 20.607 20.598 20.516 20.492 20.441 20.364 20.324 20.271 20.186 20.125
20.071 20.037 19.981 19.916 19.869];
13 LTO_04_60kWh = [20.606 20.721 20.727 20.731 20.731 20.766 20.708 20.706 20.644 20.632 20.565 20.516 20.461 20.383 20.303 20.224
20.146 20.080 20.036 19.979 19.919];
14 LFP_03_120kWh = [14.712 15.018 14.303 13.743 13.239 12.782 12.374 11.93 11.487 10.990 10.619 10.357 10.139 9.904 9.684 9.476 9.313
9.146 8.987 8.810 8.640];
15 Fahrten_EW_LFP_03 = [0 90 220 320 430 540 650 760 870 1050 1102 1192 1282 1372 1462 1552 1642 1732 1822 1912 2002 ];
16 LFP_05_60kWh = [14.487 13.755 12.655 11.723 10.937 10.383 9.910 9.518 9.118 8.748 8.403 8.115 8.079 7.782 7.617 7.313];
17 Fahrten_EW_LFP_05 = [540 650 760 870 1000 1052 1142 1232 1322 1412 1502 1592 1602 1692 1727 1807];
18 %%Fehlerhafte Messung
19 %LTO03 LTO04 LFP03 LFP05]
20 F_Messung = [20.853 20.989 11.154 12.235];
21 %%Darstellung der Kapazität in C-Raten
22 cfahrt = figure(2)
23 hold on
24 %%Folgende Messungen
25 plot(Fahrten_EW(2:end), LTO_03_120kWh(2:end)/LTO_03_120kWh(2)+100, 'r-o', 'LineWidth',1)
26 plot(Fahrten_EW(2:end), LTO_04_60kWh(2:end)/LTO_04_60kWh(2)+100, '-o', 'Color',[0.3,0.3,0.3], 'LineWidth',1)
27 plot(Fahrten, BAT01_120kWh/BAT01_120kWh(1)+100, 'k-d', 'LineWidth',1)
28 plot(Fahrten, BAT02_60kWh/BAT02_60kWh(1)+100, 'b-d', 'LineWidth',1)
29 plot(Fahrten_EW_LFP_03(2:end), LFP_03_120kWh(2:end)/LFP_03_120kWh(2)+100, 'g-o', 'LineWidth',1)
30 plot(Fahrten_EW_LFP_04(2:end), LFP_04_60kWh(2:end)/LFP_04_60kWh(2)+100, 'm-o', 'LineWidth',1)
31 plot(Fahrten_EW_LFP_05(2:end)-540, LFP_05_60kWh(2:end)/LFP_05_60kWh(2)+100, '-o', 'Color',[0.5,0.5,1], 'LineWidth',1)
32 %%Erste Messung
33 plot(Fahrten_EW(1:2), LTO_03_120kWh(1:2)/LTO_03_120kWh(2)+100, 'r:o', 'LineWidth',1)
34 plot(Fahrten_EW(1:2), LTO_04_60kWh(1:2)/LTO_04_60kWh(2)+100, '-o', 'Color',[0.3,0.3,0.3], 'LineWidth',1)
35 plot(Fahrten_EW_LFP_03(1:2), LFP_03_120kWh(1:2)/LFP_03_120kWh(2)+100, 'g:o', 'LineWidth',1)
36 plot(Fahrten_EW_LFP_04(1:2), LFP_04_60kWh(1:2)/LFP_04_60kWh(2)+100, 'm:o', 'LineWidth',1)
37 plot(Fahrten_EW_LFP_05(1:2)-540, LFP_05_60kWh(1:2)/LFP_05_60kWh(2)+100, '-o', 'Color',[0.5,0.5,1], 'LineWidth',1)
38 %%Fehlerhafte Messung
39 plot(980, F_Messung(1)/LTO_03_120kWh(2)+100, 'r *', 'LineWidth',1)
40 plot(980, F_Messung(2)/LTO_04_60kWh(2)+100, '-', 'Color',[0.3,0.3,0.3], 'LineWidth',1)
41 plot(980, F_Messung(3)/LFP_03_120kWh(2)+100, 'g+', 'LineWidth',1)
42 plot(980-540, F_Messung(4)/LFP_05_60kWh(2)+100, '+', 'Color',[0.5,0.5,1], 'LineWidth',1)
43 %%Beschreibung von Fehlerhafte Messung
44 txt1 = '( )^1';
45 text(940,F_Messung(1)/20.643+100 + 0.3,txt1)
46 text(940, F_Messung(3)/15.018+100 + 0.3,txt1)
47 text(940-540, F_Messung(4)/13.755+100 + 0.3,txt1)
48
49 txt2 = '( + )^1 - Fehlerhafte Messung';
50 text(Fahrten(end)-5,45,txt2)
51 ylim([40 120])
52 xlim([0 2510])
53 title('Verbleibende Kapazität der Testzellen','FontSize',14)
54 xlabel('Anzahl der Fahrzyklen','FontSize',14)
55 ylabel('SOH Testzellen in Prozent','FontSize',14)
56 grid on
57 hold off
58 legend('LTO03 (TOSHIBA) entspricht 120kWh','LTO04 (TOSHIBA) entspricht 60kWh','BAT01 (LFP A123) entspricht 120kWh','BAT02 (LFP A123)
entspricht 60kWh','LFP03 (LINANO) entspricht 120kWh','LFP04 (LINANO) entspricht 60kWh','LFP05 (LINANO) entspricht 60kWh')
59
60 %%-----
61 % Umrechnung auf Vollzyklen
62 %%-----
63 Cycles_LTO03 = 1.9858; %Anzahl ver Vollzyklen pro Tag
64 Cycles_LTO04 = 3.9648; %Anzahl ver Vollzyklen pro Tag
65 Cycles_LFP03 = 1.9895; %Anzahl ver Vollzyklen pro Tag
66 Cycles_LFP04 = 3.9634; %Anzahl ver Vollzyklen pro Tag
67 Cycles_LFP05 = 3.9634; %Anzahl ver Vollzyklen pro Tag
68 %%Berechnung den gesamten Anzahl von Zyklen
69 VollCycles_LTO03(1)=0;
70 VollCycles_LTO04(1)=0;
71 VollCycles_LFP03(1)=0;
72 VollCycles_LFP04(1)=0;
73 VollCycles_LFP05(1)=0;
74 Tagesfahrten = 10;
75 for i = 1:length(Fahrten_EW)-2

```

```

76 VollCycles_LTO03(i+1)= VollCycles_LTO03(i) + ((Fahrten_EW(i+2) - Fahrten_EW(i+1))/10*Cycles_LTO03 + 1) ; % +1 ist wöchentliche
    Kapazitätsmessung
77 VollCycles_LTO04(i+1)= VollCycles_LTO04(i) + ((Fahrten_EW(i+2) - Fahrten_EW(i+1))/10*Cycles_LTO04 + 1) ;
78 end
79 for i = 1:length(Fahrten_EW_LFP_03)-2
80 VollCycles_LFP03(i+1)= VollCycles_LFP03(i) + ((Fahrten_EW_LFP_03(i+2) - Fahrten_EW_LFP_03(i+1))/Tagesfahrten*Cycles_LFP03 + 1) ;
81 end
82 for i = 1:length(Fahrten_EW_LFP_04)-2
83 VollCycles_LFP04(i+1)= VollCycles_LFP04(i) + ((Fahrten_EW_LFP_04(i+2) - Fahrten_EW_LFP_04(i+1))/10*Cycles_LFP04 + 1) ;
84 end
85 for i = 1:length(Fahrten_EW_LFP_05)-2
86 VollCycles_LFP05(i+1)= VollCycles_LFP05(i) + (((Fahrten_EW_LFP_05(i+2) - 540) - (Fahrten_EW_LFP_05(i+1) - 540))/Tagesfahrten*
    Cycles_LFP05 + 1) ;
87 end
88
89 cvoll = figure(12121)
90 hold on
91 plot(VollCycles_LTO03, LTO_03_120kWh(2:end)/LTO_03_120kWh(2)*100, 'r--o')
92 plot(VollCycles_LTO04, LTO_04_60kWh(2:end)/LTO_04_60kWh(2)*100, 'k--d', 'Color',[0.3,0.3,0.3], 'LineWidth',1)
93 plot((Fahrten-140)/140*28.29_BAT01_120kWh/BAT01_120kWh(1)*100, 'k--d', 'LineWidth',1)
94 plot((Fahrten-140)/140*56.03_BAT02_60kWh/BAT02_60kWh(1)*100, 'b--d', 'LineWidth',1)
95 plot(VollCycles_LFP03, LFP_03_120kWh(2:end)/LFP_03_120kWh(2)*100, 'g--o', 'LineWidth',1)
96 plot(VollCycles_LFP04, LFP_04_60kWh(2:end)/LFP_04_60kWh(2)*100, 'm--o', 'LineWidth',1)
97 plot(VollCycles_LFP05, LFP_05_60kWh(2:end)/LFP_05_60kWh(2)*100, 'r--o', 'Color',[0.5,0.5,1], 'LineWidth',1)
98
99 title('Verbleibende Kapazität der Testzellen','FontSize',14)
100 xlabel('Anzahl der Vollzyklen','FontSize',14)
101 ylabel('Kapazität der Testzelle in Prozent','FontSize',14)
102 ylim([40 120])
103 xlim([0 1010])
104 grid on
105 hold off
106 legend('LTO03 (TOSHIBA) entspricht 120kWh','LTO04 (TOSHIBA) entspricht 60kWh','BAT01 (LFP A123) entspricht 120kWh','BAT02 (LFP A123)
    entspricht 60kWh','LFP03 (LiNANO) entspricht 120kWh','LFP04 (LiNANO) entspricht 60kWh','LFP05 (LiNANO) entspricht 60kWh')
107
108 %% Kapazitätsverlust von Gelagerten Zellen
109 %%Daten Aktuell LTO (TOSHIBA) und LFP (LiNANO)
110 LagerTagen_EW = [0 6 12 18 24 30 36 42 48 54 60 66 72 78 84 90 96 102 108 114 120];
111 LTO_01_25grad = [20.470 20.549 20.509 20.518 20.518 20.518 20.518 20.518 20.569 20.615 20.642 20.666 20.709 20.709];
112 LTO_02_55grad = [20.569 20.589 20.505 20.449 20.431 20.413 20.279 20.208 20.135 19.832 19.790 19.744];
113 LFP_01_25grad = [14.475 14.742 14.488 14.382 14.440 14.445 14.993 14.931 14.956 14.993 14.984 14.994];
114 LFP_02_55grad = [14.677 15.020 14.863 14.572 14.509 14.344 13.865 13.709 13.561 13.053 12.950 12.837];
115
116 %%Darstellung der Kapazität in C-Raten
117 ctag = figure(33)
118 hold on
119 plot(LagerTagen_EW(2:end), LTO_01_25grad(2:end)/LTO_01_25grad(2)*100, 'r--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.7,0.7,0.3])
120 plot(LagerTagen_EW(2:end), LTO_02_55grad(2:end)/LTO_02_55grad(2)*100, 'b--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.1,0.7,0.3])
121 plot(LagerTagen_EW(2:end), LFP_01_25grad(2:end)/LFP_01_25grad(2)*100, 'g--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.6,0.2,0.3])
122 plot(LagerTagen_EW(2:end), LFP_02_55grad(2:end)/LFP_02_55grad(2)*100, 'm--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.1,0.7,0.9])
123
124 %%Plot von Erste Messung
125 plot(LagerTagen_EW(1:2), LTO_01_25grad(1:2)/LTO_01_25grad(2)*100, 'r--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.7,0.7,0.3])
126 plot(LagerTagen_EW(1:2), LTO_02_55grad(1:2)/LTO_02_55grad(2)*100, 'b--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.1,0.7,0.3])
127 plot(LagerTagen_EW(1:2), LFP_01_25grad(1:2)/LFP_01_25grad(2)*100, 'g--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.6,0.2,0.3])
128 plot(LagerTagen_EW(1:2), LFP_02_55grad(1:2)/LFP_02_55grad(2)*100, 'm--+', 'LineWidth',1, 'Color',[0.1,0.7,0.9])
129 ylim([80 110])
130 xlim([0 150])
131 title('Verbleibende Kapazität der gelagerten Zellen','FontSize',14)
132 xlabel('Anzahl der Lagerungstage','FontSize',14)
133 ylabel('Kapazitätsverlust der gelagerten Testzelle','FontSize',14)
134 grid on
135 hold off
136 legend('LTO01 (TOSHIBA) Lagerung 25°C','LTO02 (TOSHIBA) Lagerung 55°C','LFP01 (LiNANO) Lagerung 25°C','LFP02 (LiNANO) Lagerung 55°C')
137
138 %% Plot zyklerten und gelagerten Testzellen
139 lfp = figure(882)
140 hold on
141 ax1 = gca; % current axes
142 ax1.XColor = 'r';
143 ax1.YColor = 'r';
144 plot(Fahrten_EW_LFP_03(2:end), LFP_03_120kWh(2:end)/LFP_03_120kWh(2)*100, 'g--o', 'LineWidth',1)
145 plot(Fahrten_EW_LFP_04(2:end), LFP_04_60kWh(2:end)/LFP_04_60kWh(2)*100, 'm--o', 'LineWidth',1)
146 plot(Fahrten_EW_LFP_05(2:end)-540, LFP_05_60kWh(2:end)/LFP_05_60kWh(2)*100, 'r--o', 'Color',[0.5,0.5,1], 'LineWidth',1)
147 ylim([40 110])
148 xlabel('Anzahl der Fahrzyklen','FontSize',14)
149 ylabel('Kapazität der Testzelle','FontSize',14)
150 grid on
151 z_legend = legend('LFP03 (LiNANO) entspricht 120kWh','LFP04 (LiNANO) entspricht 60kWh','LFP05 (LiNANO) entspricht 60kWh')
152 %left bottom width height]
153 set(z_legend,'Position',[0.63 0.85 0.1 0.041])
154
155 ax1_pos = ax1.Position; % position of first axes
156 xlim([0 2510])
157 ax2 = axes('Position',ax1_pos,...

```

```

158     'XAxisLocation','top',...
159     'YAxisLocation','right',...
160     'Color','none');
161 hold on
162 plot(LagerTage_EW(2:end), LFP_02_55grad(2:end)/LFP_02_55grad(2)+100, 'm--', 'LineWidth',1, 'Color',[0.1,0.7,0.9])
163 ylim([40 110])
164 xlabel('Anzahl der Lagerungstage','FontSize',14)
165 ylabel('Kapazitätsverlust der gelagerten Testzelle','FontSize',14)
166 grid on
167 hold off
168 xlim([0 175])
169 l_legend = legend('LFP02 (LINANO) Lagerung 55°C')
170 % [left bottom width height].
171 set(l_legend, 'Position',[0.62 0.779 0.1 0.041])
172
173 %% LTO
174 lto = figure(883)
175 hold on
176 ax1 = gca; % current axes
177 ax1.XColor = 'r';
178 ax1.YColor = 'r';
179 plot(Fahrten_EW(2:end), LTO_03_120kWh(2:end)/LTO_03_120kWh(2)+100, 'r--o', 'LineWidth',1)
180 plot(Fahrten_EW(2:end), LTO_04_60kWh(2:end)/LTO_04_60kWh(2)+100, 'b--o', 'Color',[0.3,0.3,0.3], 'LineWidth',1)
181 ylim([95 103])
182 xlabel('Anzahl der Fahrzyklen','FontSize',14)
183 ylabel('Kapazitätsverlust der zyklerten Testzelle','FontSize',14)
184 grid on
185 z_legend = legend('LTO03 (TOSHIBA) entspricht 120kWh','LTO04 (TOSHIBA) entspricht 60kWh')
186 % [left bottom width height].
187 set(z_legend, 'Position',[0.63 0.85 0.1 0.041])
188
189 ax1_pos = ax1.Position; % position of first axes
190 xlim([0 2510])
191 ax2 = axes('Position',ax1_pos,...
192     'XAxisLocation','top',...
193     'YAxisLocation','right',...
194     'Color','none');
195 hold on
196 plot(LagerTage_EW(2:end), LTO_02_55grad(2:end)/LTO_02_55grad(2)+100, 'm--', 'LineWidth',1, 'Color',[0.1,0.7,0.3])
197 ylim([95 103])
198 xlabel('Anzahl der Lagerungstage','FontSize',14)
199 ylabel('Kapazitätsverlust der gelagerten Testzelle','FontSize',14)
200 grid on
201 hold off
202 xlim([0 153])
203
204 l_legend = legend('LTO02 (TOSHIBA) Lagerung 55°C')
205 % [left bottom width height].
206 set(l_legend, 'Position',[0.62 0.779 0.1 0.041])
207
208 %% Speichern
209 figures=[cfahrt cvoll ctag lfp lto];
210 Bezeichnung = 'Auswertung';
211 description={'Cmeas_Fahrten';
212 'Cmeas_Vollzyklen'; 'Cmeas_Lagerung'; '_SOH_LFP_zusammen'; '_SOH_LTO_zusammen'};
213
214 filetypes={'pdf','fig'};
215
216 for i = 1:length(figures)
217     for j=1:length(filetypes)
218         set(figures(i), 'InvertHardCopy', 'on');
219         filename = strcat(Bezeichnung,description(i),'.',filetypes(j));
220         saveas(figures(i),filename{1});
221     end;
222 end;

```

Literaturverzeichnis

- [1] : *Batterieseparator*. – URL <http://www.chemie.de/lexikon/Batterieseparator.html>. – Zugriffsdatum: 06.10.2016
- [2] : *BEEDeL - Bewertung des Einsatzes von Elektrobussen mit dezentraler Ladeinfrastruktur in Metropolen am Beispiel der HOCHBAHN*. – URL <https://www.now-gmbh.de/de/modellregionen-elektromobilitaet/projektfinder/modellregionen/hamburg/beedel>. – Zugriffsdatum: 12.11.2016
- [3] : *Crashkurs: Batterie-Fachchinesisch*. – URL http://www.electromotive.eu/?page_id=14. – Zugriffsdatum: 15.06.2016
- [4] : *DELFIN Förderprojekte zu Elektromobilität*. – URL <http://www.elektromobilitaet-dienstleistungen.de/wp-content/uploads/2014/08/DELFIN-F%C3%B6rderprojekte-Elektromobilit%C3%A4t-Version-1.0.pdf>. – Zugriffsdatum: 12.10.2016
- [5] : *Elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS)*. – URL http://www.ifam.fraunhofer.de/content/dam/ifam/de/documents/Klebtechnik_Oberflaechen/Adhaesions_und_Grenzflaechenforschung/elektrochemische_impedanzspektroskopie_fraunhofer_ifam.pdf. – Zugriffsdatum: 27.10.2016
- [6] : *Elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS)*. – URL http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-4396/8709_read-15498/. – Zugriffsdatum: 27.10.2016
- [7] : *Elektrolyte für Batterien*. – URL <http://www.iolitec.de/Energie-Cleantech/batterie-elektrolyte.html>. – Zugriffsdatum: 05.10.2016
- [8] : *Environmental Stress Chamber (AR series)*. – URL <http://www.espec.de/products/reach-in/environmental-stress-chamber-ar-series/>. – Zugriffsdatum: 03.11.2016

- [9] : *Lithium-Ionen-Akkus*. – URL <http://www.elektronik-kompodium.de/sites/bau/0810281.htm>. – Zugriffsdatum: 28.06.2016
- [10] : *Multiple Cell Tester*. – URL <http://www.digatron.com/de/secondary-cells-packs/mct-lithium-cell-tester/>. – Zugriffsdatum: 04.05.2016
- [11] : *Nennkapazität*. – URL <http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Nennkapazitaet-rating.html>. – Zugriffsdatum: 05.12.2016
- [12] : *Projekte der Modellregionen Elektromobilität*. – URL <https://www.now-gmbh.de/de/modellregionen-elektromobilitaet/projektfinder/suche:elektrobus>. – Zugriffsdatum: 26.10.2016
- [13] : *Thermisches Design von Lithium-Ionen Batteriezellen für Hybrid- und Elektrofahrzeuge*. – URL https://www.tvt.kit.edu/21_984.php. – Zugriffsdatum: 05.10.2016
- [14] : *Vergleich zwischen unterschiedlichen Energietechnologien*. – URL <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Energiespeicher.svg?uselang=de>. – Zugriffsdatum: 04.10.2016
- [15] : *Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE*. 11.2012. – URL https://www.ffe.de/download/article/262/20121112_Endbericht_Batteriemessung_AZE.pdf. – Zugriffsdatum: 19.10.2016
- [16] AG, FuelCon: *TrueData-EIS. Manual Impedance spectrum analyzer. Version (BZH005_01_39)*
- [17] CHRISTIAN, Huth: *Strategische Planung der Fertigungstiefe bei Unsicherheit und Dynamik*. Springer Gabler, 2014. – ISBN 978-3-658-06830-1
- [18] ECKHARD, Fahlbusch: *Batterien als Energiespeicher: Beispiele, Strategien, Lösungen*. DIN Deutsches Institut für Norming e.V., 2015. – ISBN 978-3-410-24478-3
- [19] E.V., VCD Verkehrsclub D.: *Elektromobilität*. – URL <https://www.vcd.org/themen/elektromobilitaet/#c1406>. – Zugriffsdatum: 28.11.2016
- [20] GMBH, Digatron Power E.: *Battery Manager 4. Handbuch (Version 4.9.35)*
- [21] JALKANEN, K. ; AHO, T. ; VUORILEHTO, K.: Entropy change effects on the thermal behavior of a LiFePO₄/graphite lithium-ion cell at different states of charge. In: *Journal of Power Sources* 243 (2013), Dezember, S. 354–360
- [22] LACEY, Gillian ; JIANG, Tianxiang ; PUTRUS, Ghanim ; KOTTER, Richard: The effect of cycling on the state of health of the electric vehicle battery. (2013), S. 1–7

-
- [23] MICHAEL, Sterner ; INGO, Stadler: *Energiespeicher*. Springer Vieweg, 2014. – ISBN 978-3-642-37379-4
- [24] PETER, Hofmann: *Hybridfahrzeuge. Ein alternatives Antriebssystem für die Zukunft*. Springer Wien, 2014. – ISBN 978-3-7091-1779-8
- [25] PRIVEN, Alexander: *Erfassung, Prüfstandserprobung und Bewertung von Lade- und Lastprofilen bei elektrischen Stadtbussen zur Optimierung der Batterielebensdauer*, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Bachelorarbeit, 2016
- [26] REINER, Korthauer: *Handbuch Lithium-Ionen-Batterie*. Springer Vieweg, 2013. – ISBN 978-3-642-30652-5
- [27] SCHMIDT, Oliver A.: *Auslegung und Erprobung eines Lithiumbatterie-Prüfstands für typische Lade- und Lastprofile von Elektrobussen*, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Bachelorarbeit, 2015

Abkürzungsverzeichnis

BATSEN	Drahtlose Zellsensoren für Fahrzeugbatterien
BEEDel	Bewertung des Einsatzes von Elektrobussen mit Dezentraler Ladeinfrastruktur in Metropolen am Beispiel der HOCHBAHN
BEG	Zyklusbeginn (Digatron - Befehl)
BM	Battery Manager
CC-CV	Constant Current - Constant Voltage (konstante Strom - konstante Spannung Ladeverfahren)
CLSF	Calendar Life Shortening Factor
DOD	"Depth of Discharge" (Entladladungstiefe)
EIS	Elektrochemische Impedanzspektroskopie
ELA	Entladen (Digatron - Befehl)
EOL	"End of Life" (Lebensende)
LAD	Laden (Digatron - Befehl)
LFP	"Lithium Ferrum Phosphate" (Lithium-Eisenphosphat)
LTO	"Lithium Titanium Oxide" (Lithium Titanat Oxid)
PAU	Pause (Digatron - Befehl)
SCiB	Super Charge Ion Battery
SOC	"State Of Charge" (Ladezustand der Batterie)
SOF	"State of Fitness" (Fähigkeit einer Batterie)
SOH	"State of Health" (Allgemeinzustand der Batterie)
SQL	Structured Query Language
STO	Stopp (Digatron - Befehl)
ZOB	Zentralen Omnibusbahnhof
ZYK	Zyklusende (Digatron - Befehl)

Versicherung über die Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach §16(5) APSO-TI-BM ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, 12. Dezember 2016

Ort, Datum

Unterschrift